L'industrie canadienne du pétrole

Examen de l'activité 1988

Premier semestre

Canada

L'industrie canadienne du pétrole

Examen de l'activité 1988

Premier semestre

Publié par l'Agence de surveillance du secteur pétrolier

92-07563/

On peut se procurer des exemplaires à la
Direction des communications
Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources
580, rue Booth
Ottawa (Ontario)
K1A 0E4

Also available in English

L'honorable Marcel Masse
Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Ottawa (Ontario)

Monsieur le Ministre,

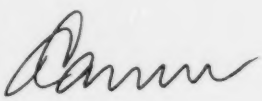
J'ai l'honneur de vous soumettre le présent rapport, qui décrit le rendement financier de l'industrie canadienne du pétrole et du gaz au cours du premier semestre de 1988. Le rapport s'appuie sur des données provenant de 127 sociétés dont les revenus totaux équivalent à 90 pourcent de tous les revenus de l'industrie. Ces données reflétent bien le rendement de l'industrie canadienne.

Les bénéfices nets ont chuté de 29 pourcent au cours du premier semestre de 1988, pour se situer à 1,3 milliard de dollars. L'affaissement des prix internationaux du pétrole brut en 1988 et la hausse du dollar canadien par rapport au dollar américain ont entraîné des prix moyens proches du minimum enregistré en 1986 pour le pétrole brut, et des prix moyens inférieurs au minimum de 1987 pour le gaz naturel. Cette situation a exercé une pression à la baisse sur la rentabilité et les ressources d'autofinancement de l'industrie.

Cette réduction des prix du pétrole et du gaz suit une période de stabilité relative et d'amélioration de la rentabilité en 1987, par opposition à 1986. L'an dernier, l'amélioration des ressources d'autofinancement, les nouveaux encouragements gouvernementaux pour inciter les entreprises à engager des dépenses en capital et l'optimisme face aux prix futurs ont encouragé l'industrie à augmenter les dépenses en capital au cours du premier semestre de 1988, de 45 pourcent par rapport à la même période en 1987. Au sujet du taux de réinvestissement de l'industrie, l'augmentation de 32 points de pourcentage jusqu'à 93 pourcent, reflète encore une fois, l'amplification des changements attribuables aux délais typiques dans cette industrie.

Veuillez agréer, Monsieur le Ministre, l'assurance de ma haute considération.

Le président,



Pierre Camu

Le 1er décembre 1988

Nouveautés et particularités

L'Examen de l'activité du premier semestre renferme quelques nouveaux renseignements et, comme il est fait mention sous la rubrique "Particularités", ce rapport doit, comme par le passé, être lu avec certaines réserves.

Nouveautés

- Le tableau 6, qui présente le rendement financier et les marges bénéficiaires du secteur du raffinage et de la commercialisation, a été développé de façon à inclure les bénéfices nets dans l'analyse.

- Une analyse de l'utilisation des crédits d'impôt à l'exploration et à l'investissement par l'industrie ainsi qu'un tableau explicatif ont été ajoutés à la page 28.

- On a ajouté l'annexe A22 (page 63); il s'agit d'un graphique comparant les coûts canadiens des acquisitions de pétrole brut aux prix des produits pétroliers.

Particularités

- Les chapitres 4 (Mouvements internationaux de trésorerie), 5 (Structure du capital) et 6 (Données relatives à l'impôt sur le revenu) comparent les données pour l'ensemble de 1987 à celles de l'ensemble de 1986. Ces données n'étaient toutefois pas disponibles au moment de la publication de l'Examen de l'activité 1987.

- Le présent rapport fait état de tous les changements survenus en 1987 dans le contrôle de la société Husky Oil Ltd. – de société sous contrôle canadien elle est devenue société sous contrôle étranger. On y tient aussi compte de la reclassification de l'Énergie Canterra Ltée, de Dome Petroleum Ltd. et de Bow Valley Industries Ltd. Les chapitres 4, 5 et 6, qui établissent des comparaisons entre les données annuelles de 1986 et de 1987, ne reflètent toutefois pas ces reclassifications.

- La réorganisation de Gulf Canada Corporation en plusieurs sociétés distinctes dont les actions sont vendues publiquement a donné lieu à un changement concernant l'activité pétrolière et gazière, antérieurement menée par la division du pétrole et du gaz de Gulf Canada Corporation. Cette division est devenue une société distincte dont les actions sont vendues publiquement et qui porte le nom de Gulf Canada Resources Ltd. Les "autres activités au Canada" de cette nouvelle entité ne figurent donc plus dans cette catégorie, pour le premier semestre de 1988. Par conséquent, les données financières du premier semestre de 1987 et de la période correspondante de 1988 ne se recoupent pas et on constate une réduction substantielle des actifs à long terme, des installations et de l'équipement, de la dette à long terme et des bénéfices non répartis.

- L'industrie canadienne du pétrole a continué de connaître d'importants remaniements au cours du premier semestre de 1988, à la suite de nombreuses acquisitions et fusions. Voici les plus importantes de ces transactions:
  - — L'Énergie Canterra Ltée a cédé l'intérêt de 33 % qu'elle détenait dans la Rainbow Pipeline Co. ltd. à Shell Canada Limitée. De plus, elle a vendu 10 % de ses réserves de pétrole et de gaz.
  - — North Canadian Oil Ltd. a acquis un intérêt majoritaire dans Trigen Resources Corp., entreprise californienne intéressée au courtage du gaz naturel.
  - — Manoil Ltd. s'est portée acquéreur d'un intérêt minoritaire de 47 % dans Pembina Resources Ltd. et possède maintenant la totalité de cette entreprise.
  - — Page Petroleum Ltd. a été mise en faillite.
  - — Ocelot Industries ltd. a vendu ses gisements de pétrole brut et de gaz naturel en production en Alberta à Esso Ressources Canada Limitée.
  - — Chauvco Resources ltd. s'est portée acquéreur de 89 % des actions de Tripet Resources Ltd.
  - — Ressources Gulf Canada Limitée a acquis Asamera Inc.
  - — Total Erickson Resources Ltd. a fait l'acquisition d'autres actions de Ranchmen's Resources Ltd.; elle en devient le plus important actionnaire, avec 44 % des droits de vote.
  - — Canadian Occidental Petroleum Ltd. s'est portée acquéreur des actifs énergétiques de Moore McCormack Resources Inc, une entreprise américaine.
  - — Dynamar Energy Ltd. a été mise en faillite.
  - — Coseka Resources Ltd. a vendu des réserves de gaz naturel à un acheteur non identifié.
  - — Asamera Inc. a vendu tous ses actifs pétroliers et gaziers au Canada à Gardiner Oil and Gas Ltd.
  - — Bow Valley Industries Ltd. a acquis des réserves de gaz naturel d'Ocelot Industries Ltd.
  - — Inverness Petroleum Ltd. a vendu sa filiale américiaine, Petroleum Reserve Corp.
  - — Renaissance Energy Ltd. a acheté tous les intérêts des investisseurs dans deux entreprises de personnes formées pour acquérir des gisements de pétrole et de gaz en production.

- L'annexe A1, intitulée *Revue de l'année* récapitule les faits saillants.

- De nombreuses *statistiques* figurant dans le corps du texte ont été *arrondies* pour en faciliter la lecture. Cependant, les changements de pourcentage ont été calculés au moyen de chiffres précis présentés à l'annexe B.

- Bien que 131 sociétés aient présenté leur rapport à l'ASSP (Annexe E), le présent rapport n'est basé que sur 127 d'entre elles. Quatre sociétés sont exclues à cause du manque de données comparables pour l'année précédente.

Table des matières

	Page
Résumé des faits saillants	11
1. Rendement financier	15
Activité globale: bénéfices nets et ressources d'autofinancement	15
Secteur amont	20
Secteur aval	22
Autres activités au Canada	23
Activités à l'étranger	23
2. Sources et affectations de fonds	25
Vue d'ensemble	25
Sources et affectations de fonds (brutes)	26
Ressources d'autofinancement	27
Subventions d'encouragement et crédits d'impôt	28
Dépenses en capital	29
Taux de réinvestissement	31
Paiements de dividendes	32
3. Comparaison du rendement: industrie pétrolière et autres industries	33
Comparaison des bénéfices nets	33
Dépenses en capital	34
4. Mouvements internationaux de trésorerie: 1987 et 1986	35
5. Structure du Capital: 1987 et 1986	39
Dette à long terme	40
Avoir propre	41
6. Données relatives à l'impôt sur le revenu: 1987 et 1986	43
Revenu imposable et impôts sur le revenu exigibles	43
Conciliation du revenu comptable et du revenu imposable	44
Réserves fiscales restantes	45
Dépenses fiscales	45

Tableaux et graphiques

Page

Tableaux

1. Aperçu de l'activité globale 15
2. Bénéfices nets par secteur et par segment 16
3. Taux de rendement par secteur et par segment 17
4. Bénéfices nets par groupe de sociétés 19
5. Rendement financier des activités amont 21
6. Rendement financier et marges bénéficiaires: raffinage et commercialisation 22
7. Rendement financier du secteur aval, par sous-secteur 23
8. Sources et affectations de fonds (nettes) 25
9. Catégories choisies de sources et d'affectations de fonds 26
10. Ressources d'autofinancement, par secteur et par segment 27
11. Subventions d'encouragement par région et par secteur 28
12. Crédits d'impôt à l'exploration et à l'investissement 28
13. Dépenses en capital 29
14. Comparaison des dépenses en capital - industrie pétrolière et toutes les autres industries non financières. 34
15. Structure du capital par secteur: 1987 et 1986 39
16. Revenu imposable et impôts sur le revenu exigibles 43
17. Conciliation du revenu comptable et du revenu imposable: 1987 et 1986 44
18. Aperçu des dépenses fiscales 45

Graphiques

1. Taux de rendement 17
2. Comparaison des frais d'intérêt et des bénéfices avant impôts 18
3. Production de pétrole et de gaz 20
4. Dépenses d'exploration au Canada 30
5. Taux de réinvestissement 31
6. Comparaison des paiements de dividendes et des bénéfices nets 32
7. Comparaison des bénéfices nets - industrie pétrolière et toutes les autres industries non financières 33
8. Mouvements internationaux de trésorerie associés à des investissements à long terme – 1987 35
9. Paiements d'intérêts et de dividendes à des non résidents 36
10. Mouvements directs de fonds par rapport aux fluctuations de la participation canadienne 37
11. Composition de la dette à long terme de l'industrie 40
12. Composition de l'avoir propre de l'industrie 41

Annexes

	Page
Annexe A. Données supplémentaires	
A1. Revue de l'année	49
A2. Résumé de l'offre et de la demande de pétrole	51
A3. Résumé de l'offre et de la demande de gaz naturel	51
A4. Prix du gaz naturel canadien de 1974 à 1988	52
A5. Prix du pétrole brut canadien de 1979 à 1988	53
A6. Moyenne des coûts d'acquisition du pétrole brut aux raffineries par région	54
A7. Moyenne des coûts de transport du pétrole brut à partir d'Edmonton	54
A8. Coût d'acquisition et prix des produits au Canada	55
A9. Moyenne des prix nets de certains produits et catégories commerciales importants, par région	56
A10. Prix de certains produits pétroliers importants vendus à des revendeurs privés	57
A11. Volumes des ventes de produits pétroliers – raffineries et distributeurs	57
A12. Bénéfices nets par secteur d'activité et par segment	58
A13. Taux de rendement : industrie pétrolière canadienne	58
A14. Taux de rendement : industrie pétrolière et autres industries	59
A15. Taux de réinvestissement	59
A16. Dépenses d'exploration brutes au Canada, par région	60
A17. Subventions d'encouragement par région et par type de dépenses	60
A18. Puits achevés et mètres de forage au Canada	61
A19. Comparaison des frais d'intérêt au revenu avant impôts en 1988	61
A20. Paiements de dividendes	62
A21. État des revenus et dépenses de 1979 à 1988 Premier semestre	62
A22. Coûts canadiens des acquisitions de pétrole brut contre les prix des produits pétroliers	63
A23. Mouvements internationaux de trésorerie en 1987	63
A24. Capital utilisé par élément	64
A25. Déductions de l'année en cours et réserves fiscales restantes	64
Annexe B. Ensemble des résultats de l'Examen	
B1. État des revenus et dépenses : Ensemble de l'industrie	65
B2. État des revenus et dépenses : Sociétés intégrées et raffineurs	66
B3. État des revenus et dépenses : Petits producteurs de pétrole et gaz	67
B4. État des revenus et dépenses : Grands producteurs de pétrole et gaz	68
B5. État des revenus et dépenses : Total des producteurs de pétrole et gaz	69
B6. État des revenus et dépenses : Sociétés sous contrôle canadien	70
B7. État des revenus et dépenses : Sociétés sous contrôle étranger	71
B8. Rendement financier par principaux secteurs d'activité : Activité amont	72
B9. Rendement financier par principaux secteurs d'activité : Activité aval	74
B10. Sources et affectations de fonds	75
B11. Dépenses en capital en amont au Canada, par emplacement	76
B12. Dépenses en capital, par activité	77
B13. Bilan	78
B14. Capital utilisé par segment et par secteur d'activité	79
B15. Volume et valeur de la production	80
B16. Frais d'exploitation en amont et redevances	81
B17. Conciliation du revenu comptable et du revenu imposable par contrôle: 1987 Ensemble des activités au Canada	82
B18. Conciliation du revenu comptable et du revenu imposable par contrôle: 1987 Activité en amont	83
B19. Conciliation du revenu comptable et du revenu imposable par contrôle: 1986 Ensemble des activités au Canada	84
B20. Conciliation du revenu comptable et du revenu imposable par contrôle: 1986 Activité en amont	85
B21. Réclamations de l'année en cours et réserves fiscales restantes: 1987	86
Annexe C. Glossaire	89
Annexe D. Mandat de l'ASSP	97
Annexe E. Entreprises énergétiques déclarantes	101

Résumé des faits saillants

Contexte économique

Le produit national brut (P.N.B.) réel du Canada a atteint 439 milliards de dollars (dollars de 1981), au cours du premier semestre de 1988; cela correspond à un taux annuel de croissance de 5 %. La formation de capitaux privés a augmenté de 15 %, en raison de l'achat de machines et d'équipement. Les dépenses des consommateurs et les dépenses des gouvernements ont augmenté à un rythme inférieur au P.N.B., tandis que les importations ont connu une croissance supérieure aux exportations.

L'inflation, d'après l'indice des prix à la consommation, a fléchi légèrement pour s'établir à un taux annuel de 4,1 % au cours de la période à l'étude, comparativemt à un taux de 4,3 % au cours du premier semestre de 1987. Le taux de chômage est tombé de 9,3 % au cours du premier semestre de 1987 à 7,8 % au cours de la période correspondante en 1988; le nombre de personnes employées est passé de 11,8 millions à 12,8 millions.

La demande globale en énergie a augmenté de 7 % pour atteindre 4,250 pétajoules.

Rendement financier

L'activité globale

- *Bénéfices : Les bénéfices nets de toutes les activités (1,3 milliard de dollars) ont chuté de 29 % ou de 520 millions de dollars au premier semestre de 1988 par rapport à la même période en 1987.* La baisse des prix du pétrole brut et du gaz naturel au Canada en raison de celle des prix mondiaux ainsi que la remontée du dollar canadien par rapport au dollar américian ont fait dégringoler les bénéfices nets de l'activité amont. De plus, l'augmentation des frais d'exploitation, de la taxe d'accise fédérale et des frais non monétaires a contribué à réduire les profits totaux de l'industrie.

Par contre, ces facteurs négatifs ont été compensés en partie par la diminution des redevances, des frais d'intérêt et de l'impôt sur le revenu courant.

- Les bénéfices nets des sociétés sous contrôle étranger ont chuté de 36 % pour atteindre 760 millions de dollars, car la baisse des profits provenant de l'activité amont a plus que contrebalancé l'augmentation des bénéfices tirés des autres activités au Canada, des produits pétrochimiques et des activités à l'étranger. Les bénéfices nets des entreprises sous contrôle canadien ont décliné de 14 % pour s'établir à 520 millions de dollars. Ces entreprises, comme les sociétés sous contrôle étranger, signalaient des revenus à la baisse pour l'activité amont et leurs autres activités au Canada, qui ont plus qu'annulé les améliorations réalisées dans d'autres activités.

- Les taux de rendement de l'avoir propre des actionnaires pour l'ensemble de l'industrie canadienne du pétrole a atteint 6,5 % au cours du premier semestre de 1988 par rapport à 9,9 % pour la période correspondante de 1987. Toutefois, le taux moyen de rendement pour la période de cinq ans qui a pris fin en juin 1988 a grimpé à 5 % comparativement à une moyenne de 4,6 % pour la période de cinq ans qui s'est terminée en 1987. Le rendement du capital utilisé par l'industrie canadienne du pétrole au cours du premier semestre de 1988 a fléchi à 5,3 % de 6,6 % qu'il était en 1987.

L'activité amont

- Les recettes de l'activité amont sont tombées à 8,3 milliards de dollars au cours du premier semestre de 1988, soit une réduction de 3 % par rapport à la même période en 1987. L'augmentation de la production de pétrole brut et de gaz naturel n'a pas permis de contrebalancer l'effet de la chute des prix. Parce que l'augmentation de la production s'est soldée par des frais d'exploitation accrus et que des dépenses plus importantes d'exploration et de mise en valeur ont entraîné une hausse des frais non monétaires, les bénéfices nets de l'activité amont ont chuté de façon marquée, soit de plus de 50 % (590 millions de dollars), pour se fixer à 525 millions de dollars au cours du premier semestre de 1988. Les ressources d'autofinancement pour le premier semestre ont connu une réduction de 7 %, pour atteindre 3 milliards de dollars.

L'activité aval

• *Les recettes totales de l'activité aval* ont augmenté de 4 % pour s'établir à 13,5 milliards de dollars parce que la demande, principalement pour les produits pétrochimiques, a augmenté et que l'industrie a fait payer aux consommateurs les taxes fédérales de vente et d'accise majorées. Les bénéfices nets ont grimpé de 26 % pour atteindre 590 millions de dollars au cours du premier semestre de 1988 par rapport à 470 millions au cours de la même période en 1987, en raison de l'augmentation de la demande pour les produits pétrochimiques, la principale force de ce secteur d'activité.

Les bénéfices nets pour le raffinage et la commercialisation ont augmenté de 10 millions de dollars pour atteindre 325 millions de dollars au premier semestre de 1988, bien que le rendement du capital utilisé soit passé à 6,2 %, alors qu'il était de 6,3 % au premier semestre de 1987.

Sources et affectations de fonds

Ressources d'autofinancement

• *Les ressources d'autofinancement provenant de l'ensemble de l'activité ont chuté de 3 % pour atteindre 4,4 milliards de dollars* au cours du premier semestre de 1988, principalement à cause de la baisse des prix du pétrole et du gaz, ainsi que de la hausse des taxes de vente et d'accise et des frais d'exploitation. Les ressources d'autofinancement pour l'activité amont ont diminué de 7 %, ce qui a plus qu'annulé les améliorations réalisées dans tous les autres secteurs d'activité.

Sources externes nettes

• *Les apports externes nets ont chuté à 860 millions de dollars au cours du premier semestre de 1988*, soit 1,8 milliard de dollars de moins qu'au premier semestre de 1987; cela signifie que l'industrie du pétrole a fourni des fonds à d'autres secteurs de l'économie canadienne. Le remboursement des dettes à long terme a dépassé de 880 millions de dollars l'émission de nouvelles dettes, alors que les nouvelles participations, après les rachats, ont été de 25 millions de dollars pour le premier semestre de 1988.

Affectations discrétionnaires

• Au cours du premier semestre de 1988, l'industrie a accru de 48 % ses dépenses en capital nettes, pour atteindre 4,1 milliards de dollars; c'est le reflet des plus grands encouragements offerts par les gouvernements fédéral et provinciaux. Les paiements de dividendes sont tombés de 735 millions à 680 millions de dollars. L'excédent de "Toutes les autres sources" sur "Toutes les autres affectations" au premier semestre de 1987 fut le résultat du transfert de fonds causé par la réorganisation des activités de société et de la vente d'actifs de société. Lors du premier semestre de 1988 "Toutes les autres sources" étaient égales à "Toutes les autres affectations". La réduction nette du fonds de roulement s'est chiffrée à 1,2 milliard de dollars au cours du premier semestre de 1987, ce qui contraste avec la stabilité de ce fonds en 1987.

• *Subventions d'encouragement (à titre de déductions des dépenses en capital brutes)*: Les subventions totales sont passées de 96 millions de dollars au premier semestre de 1987 à 152 millions de dollars au cours de la période correspondante en 1988, principalement en raison d'une activité accrue d'exploration et de mise en valeur et de la mise en oeuvre complète du programme PCEEMV.

Dépenses en capital

• *Les dépenses totales en capital* au cours du premier semestre de 1988 ont augmenté de 47 % ou de 1,4 milliard de dollars, pour atteindre 4,4 milliards de dollars, l'augmentation de 52 % des dépenses au Canada dépassant largement la réduction de 5 % des dépenses à l'étranger. Les dépenses du secteur amont, représentant 79 % du total, ont augmenté de 56 %, pour atteindre 3,4 milliards de dollars.

• *Les dépenses d'exploration au Canada* ont augmenté de 42 % pour atteindre 1,6 milliard de dollars au cours du premier semestre de 1988, les dépenses augmentant de 35% dans les provinces et de 89% dans les terres du Canada. Ces dernières représentaient 17 % du total, par rapport à 13 % au premier semestre de 1987. Les dépenses des sociétés sous contrôle étranger ont augmenté de 29 % au cours du premier semestre de 1988; celles des sociétés sous contrôle canadien, de 58 %.

• *Les dépenses aval* ont augmenté de 36 % au cours du premier semestre de 1988, par rapport à la même période en 1987, pour s'établir à 525 millions de dollars. Les dépenses accrues pour les raffineries, la valorisation du pétrole lourd, les pipelines et les points de vente ont plus que compensé la baisse des sommes consacrées aux usines pétrochimiques.

Taux de réinvestissement

• Les dépenses nettes en capital ont absorbé 93 % des ressources d'autofinancement durant le premier semestre de 1988, une augmentation de 61 % par rapport à la même période de 1987. Les dépenses en capital dans le secteur amont ont totalisé 107 % des ressources d'autofinancment tirées des activités amont, soit une augmentation de 45 points de pourcentage par rapport à 1987.

Dividendes

• *Au cours du premier semestre de 1988, les dividendes ont décliné de 7 % pour se chiffrer à 680 milliards de dollars.* Les dividendes des sociétés sous contrôle canadien ont accusé une baisse de 4 % pour s'établir à 240 millions de dollars, soit 46 % du revenu net. Les paiements de dividendes faits par les sociétés sous contrôle étranger sont tombés de 9 % à 440 millions de dollars, soit 58 % du revenu net.

Rendement comparatif : Industries du pétrole et autres industries

Bénéfices nets

• Selon les données de Statistique Canada, les bénéfices nets de l'industrie pétrolière tirés de ses activités au Canada, excluant les résultats des sociétés d'État, ont chuté de 14 % pour s'établir à 1,5 milliards de dollars lors du premier semestre de 1988, par rapport à une augmentation de 31 % et à un chiffre de 11,4 milliards de dollars pour toutes les autres industries non financières du Canada. Les bénéfices nets de l'industrie du pétrole pour le premier semestre de 1988 représentent 11 % des bénéfices nets enregistrés par l'ensemble des industries non financières, égalant ainsi le minimum record établi lors du premier semestre de 1986.

Dépenses en capital

• Au cours du premier semestre de 1988, les dépenses en capital engagées par l'industrie du pétrole au Canada ont augmenté de 89 %. Les dépenses en capital des autres industries non financières ayant augmenté de 34 %, l'industrie pétrolière a engagé 19 % des dépenses en capital de toutes les industries non financières, en comparaison avec 14 %, pour le premier semestre de 1987.

Les résumés qui suivent et les sections correspondantes du rapport comparent les données annuelles de 1987 à celles de 1986. Les données sous-jacentes n'étaient pas disponibles lorsqu'on a préparé l'Examen de l'activité 1987.

Mouvements internationaux de trésorerie: 1986 et 1987

Les mouvements internationaux de trésorerie associés aux mouvements de capitaux à long terme vers l'industrie canadienne du pétrole et à partir de celle-ci ont entraîné un afflux net de 370 millions de dollars en 1987. Un afflux de 1,7 milliard de dollars du compte de capital a plus que contrebalancé les sorties pertinentes du compte courant.

Des sorties liées aux intérêts et aux dividendes (après le calcul des afflux) de 675 millions et de 515 millions de dollars respectivement, ainsi que des versements externes nets pour services commerciaux de 125 millions de dollars, se sont traduits par une sortie nette du compte courant de 1,3 milliard de dollars. La diminution des versements de dividendes à l'étranger (690 millions de dollars en 1987 par rapport à 1,5 milliard de dollars en 1986) constitue un retour à une situation plus normale. En 1986, ces débours étaient attribuables en partie à deux importantes transactions dont fait état l'Examen de l'activité 1986.

Structure du capital: 1986 et 1987

L'industrie canadienne du pétrole a utilisé 61,4 milliards de dollars de capital en 1987, soit un peu moins que les 61,8 milliards utilisés en 1986. La dette à long terme et l'avoir propre représentaient environ 37 % et 63 % respectivement de la composition du capital de l'industrie en 1987; l'avoir propre a augmenté de 5 points de pourcentage par rapport à 1986. Bien qu'une partie de la réduction de la dette soit le résultat d'une importante restructuration d'une grande société sous contrôle canadien, une part considérable de cette baisse découle de la vente d'actifs dans l'espoir de réduire le fardeau de la dette.

Données relatives à l'impôt sur le revenu: 1986 et 1987

Le revenu imposable de l'industrie du pétrole a augmenté de 52 % pour atteindre 3,9 milliards de dollars en 1987, contre 2,6 milliards en 1986, en raison du rétablissement partiel des prix du pétrole brut après le rendement le plus faible de l'histoire de l'industrie. Par conséquent, les impôts à verser aux gouvernements fédéral et provinciaux ont presque doublé en 1987, pour atteindre 1,3 milliard de dollars.

1

Rendement financier

Activité globale: Bénéfices nets et ressources d'autofinancement

Les revenus de l'industrie du pétrole ont augmenté de 1 % au cours du premier semestre de 1988, par rapport à la même période en 1987, pour atteindre 23,9 milliards de dollars. Bien que la baisse des prix du pétrole brut et du gaz naturel aient fait tomber les recettes provenant de l'activité amont, les recettes tirées de l'activité aval ont augmenté en raison d'une demande croissante, principalement pour les produits pétrochimiques.

Les bénéfices nets tirés de l'activité globale ont chuté de 29 % (520 millions de dollars) au cours du premier semestre de 1988, comparativement à la même période en 1987, pour se fixer à 1,3 milliard de dollars. La réduction des prix du pétrole brut et du gaz naturel causée par la baisse des prix internationaux et la remontée du dollar canadien par rapport au dollar américain, ainsi que l'augmentation des dépenses, ont fait dégringoler de plus de 50 % (590 millions de dollars) les bénéfices nets tirés de l'activité amont qui se situaient à 525 millions de dollars lors du premier semestre de 1988; les bénéfices tirés de l'activité aval ont toutefois progressé de 120 millions de dollars et s'établissaient à 590 millions de dollars en raison de la force des produits chimiques, alors que les bénéfices nets provenant du raffinage et de la commercialisation n'ont augmenté que de 10 millions de dollars pour atteindre 325 millions de dollars. Les profits réalisés pour d'autres activités au Canada ont reculé de 50 % pour se fixer à 70 millions de dollars. Par contre, les bénéfices nets tirés de l'activité à l'étranger progressaient de 26 % et atteignaient 95 millions de dollars au cours du premier semestre de 1988.

Les ressources d'autofinancement tirées de l'ensemble des activités ont chuté de 135 millions de dollars, ou de 3 %, pour s'établir à 4,4 milliards de dollars. Cette réduction est attribuable aux facteurs suivants :

- la baisse des prix du pétrole brut et du gaz naturel;
- la hausse des taxes fédérales de vente et d'accise; et
- la montée des frais d'exploitation et des autres frais monétaires.

Ces facteurs négatifs ont été contrebalancés en partie par la baisse des redevances, des frais d'intérêt et de l'impôt sur le revenu courant.

Tableau 1.
Aperçu de l'activité globale en milliards de dollars[a]
Premier semestre

	1987	1988	Variation	%
Recettes totales	**23,6**	**23,9**	**0,3**	**1**
moins:				
Frais d'exploitation	4,4	5,0	0,6	14
Frais d'intérêt	1,3	1,1	– 0,2	– 15
Taxes et redevances (sans l'impôt sur le revenu)	3,4	3,7	0,3	8
Autres dépenses de trésorerie	9,3	9,1	0,2	– 2
Impôts sur le revenu				
fédéral	0,7	0,5	– 0,2	– 20
provincial	0,1	0,1	–	– 12
Ressources d'autofinancement	**4,6**	**4,4**	**– 0,2**	**– 3**
moins:				
Réduction de la valeur de l'actif[b]	2,4	2,9	0,5	21
Impôts reportés	0,4	0,3	– 0,1	– 16
Bénéfices nets avant éléments inhabituels	1,8	1,3	– 0,5	– 31
Gains inhabituels	–	–	–	–
Bénéfices nets	**1,8**	**1,3**	**– 0,5**	**– 29**

Nota :
(a) Les chiffres ayant été arrondis, le total peut ne pas être exact. Pour une ventilation détaillée par secteur d'activité, voir l'annexe B1.
(b) La rubrique "réduction de la valeur de l'actif" comprend les frais non-monétaires et les dépenses d'exploration et de mise en valeur imputés aux activités courantes.

Bénéfices nets par secteur

Les bénéfices nets des deux secteurs de l'industrie ont décliné au cours du premier semestre de 1988; les bénéfices des sociétés sous contrôle étranger ont chuté de 36 % pour s'établir à 760 millions de dollars et ceux des sociétés sous contrôle canadien de 14 % pour se situer à 520 millions de dollars.

Les sociétés sous contrôle canadien ont connu une baisse de bénéfices nets pour l'activité amont et les autres activités au Canada, alors que ceux de l'activité aval augmentaient de 40 millions de dollars et que ceux des activités à l'étranger sont demeurés presque inchangés, ce qui ne compensait que partiellement les autres baisses. Une augmentation de 6 % des revenus globaux, combinés à la diminution des frais d'intérêt et à des gains extraordinaires (5 millions de dollars) au cours du premier semestre de 1988 (par rapport à des pertes extraordinaires de 120 millions de dollars pour la même période en 1987) a été plus que compensée par une augmentation des frais d'exploitation (18 %) et des frais non monétaires (34 %), d'où une réduction de 14 % des bénéfices nets. Toutefois, les ressources d'autofinancement pour l'ensemble du secteur, que n'influencent pas les frais non monétaires, sont passées à 1,9 milliard de dollars, une augmentation de 8 %, au cours du premier semestre de 1988 (Annexe B6).

Les bénéfices nets *des sociétés sous contrôle étranger* ont chuté de 36 %, soit à 760 millions de dollars, au cours du premier semestre de 1988. Ce groupe a enregistré des gains pour l'activité aval, les autres activités au Canada et les activités à l'étranger, mais une baisse des bénéfices nets pour l'activité amont. Comme les recettes totales demeuraient sensiblement les mêmes, l'augmentation des frais d'exploitation et des frais non monétaires a contribué à réduire les bénéfices nets. Des sociétés sous contrôle étranger ont pris le contrôle d'autres sociétés sous contrôle canadien ayant un fort endettement et, par conséquent, des frais d'intérêt élevés; ces sociétés sous contrôle étranger paient donc presque deux tiers des frais d'intérêt de l'industrie pour le premier semestre de 1988, comparativement à 30% dans l'Examen de l'activité 1987. Toutefois, par souci d'uniformité, on a considéré les entreprises acquises comme des sociétés sous contrôle étranger pour les premiers semestres de 1987 et 1988. Les ressources d'autofinancement des sociétés sous contrôle étranger ont diminué de 10 % pour atteindre 2,6 milliards de dollars au cours du premier semestre de 1988.

Tableau 2.
Bénéfices nets par secteur et par segment en milliards de dollars
Premier semestre

	1987	1988	Variation	%
Sociétés sous contrôle canadien				
Amont	0,3	0,3	–	– 9
Aval	0,1	0,2	0,1	28
Autres[a]	0,1	0,1	–	– 63
Total des sociétés sous contrôle canadien	**0,6**	**0,5**	**– 0,1**	**– 14**
Sociétés sous contrôle étranger				
Amont	0,8	0,2	– 0,6	– 71
Aval	0,3	0,4	0,1	25
Autres[a]	0,1	0,1	–	59
Total des sociétés sous contrôle étranger	**1,2**	**0,8**	**– 0,4**	**– 36**
Total de l'industrie	**1,8**	**1,3**	**– 0,5**	**– 29**

Nota :
(a) Comprend les bénéfices nets tirés de l'activité à l'étranger et des autres activités au Canada. Pour plus de détails, voir les annexes A12, B5 et B6.

Taux de rendement

Rendement de l'avoir propre

L'avoir propre des actionnaires de l'ensemble de l'industrie canadienne du pétrole se situait à 6,5 % au cours du premier semestre de 1988, comparativement à 9,9 % pour la même période de 1987. Cette réduction découle de la chute des prix du pétrole brut et du gaz naturel. Pour les sociétés sous contrôle canadien, le taux de rendement était de 5,2 %; pour les sociétés sous contrôle étranger, il était de 7,9 %. Le taux moyen de rendement de l'avoir propre des actionnaires pour la période de cinq ans se terminant en juin 1988 s'est élevé à 5 % par rapport à une moyenne de 4,6 % pour la période de cinq ans se terminant en 1987 (Annexe A13).

La réduction de l'écart entre les taux de rendement des sociétés sous contrôle étranger et des sociétés sous contrôle canadien est, d'une part, le reflet de la reclassification d'un certain nombre d'entreprises canadiennes très endettées, suite à des prises de contrôle par des sociétés sous contrôle étranger et, d'autre part, le reflet du rendement relativement plus fort des autres entreprises sous contrôle canadien par rapport à celui des sociétés sous contrôle étranger.

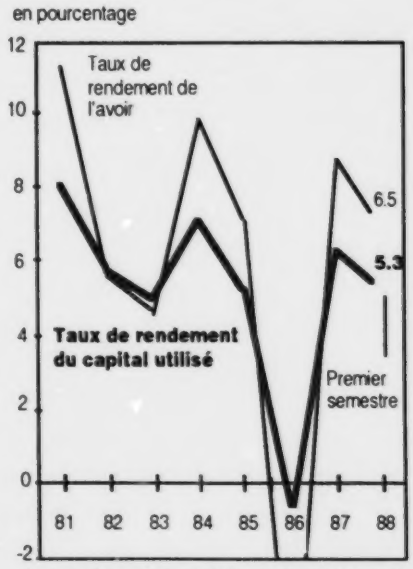
Rendement du capital utilisé

Le rendement du capital utilisé par l'industrie canadienne du pétrole au cours du premier semestre de 1988 est tombé à 5,3 %, alors qu'il était de 6,6 % au premier semestre de 1987. Le taux moyen de rendement du capital utilisé a été de 4,6 % pendant la période de 5 ans se terminant en 1988, comparativement à 4,5 % pour la période se terminant en 1987. Le rendement du capital utilisé dans le secteur amont a chuté de 6,6 % à 4,2 % au cours du premier semestre de 1987, tandis que le rendement du capital utilisé dans le secteur aval a baissé de 6,3 % au premier semestre de 1987 à 6,2 % au cours de la même période de 1988.

Les *sociétés sous contrôle étranger* ont obtenu un taux de rendement de 6 % sur le capital utilisé dans l'ensemble de leurs activités au cours du premier semestre de 1988, alors que ce taux était de 7,8 % en 1987. Leur taux de rendement sur le capital utilisé dans le secteur amont a chuté de 8,3 % à 4,6 % pour le premier semestre de 1988.

Le taux de rendement du capital utilisé des *sociétés sous contrôle canadien* était de 4,4 % au cours du premier semestre de 1988, comparativement à 5,1 % en 1987. Le taux de rendement du capital utilisé dans le secteur amont a été de 3,7 %, comparativement à 4,5 % au cours du premier semestre de 1987.

Graphique 1.
Taux de rendement



Le taux de rendement de l'avoir descend jusqu'à -7,1 en 1986.

Tableau 3.
Taux de rendement par secteur et par segment en pourcentage
Premier semestre

	Sociétés sous contrôle canadien		Sociétés sous contrôle étranger		Total	
	1987	1988	1987	1988	1987	1988
Rendement de l'avoir propre						
Activité globale	6,4	5,2	13,7	7,9	9,9	6,5
Activité au Canada	6,4	5,2	13,6	7,4	9,8	6,2
Rendement du capital utilisé						
Activité globale	5,1	4,4	7,8	6,0	6,6	5,3
Activités au Canada	5,3	4,5	7,7	5,9	6,6	5,2
Activités amont	4,5	3,7	8,3	4,6	6,6	4,2
Activités aval(a)	4,8	4,4	7,3	7,4	6,3	6,2

Nota :
(a) Dans ce tableau, les activités aval ne désignent que les activités relatives aux produits pétroliers, c.-à-d. à l'exclusion des activités reliées aux produits pétrochimiques et à d'autres activités aval.

Taux de couverture de l'intérêt[1]

Pour l'ensemble de l'industrie du pétrole, les bénéfices avant les impôts, les postes extraordinaires et les intérêts dépensés étaient 2,9 fois supérieurs à l'intérêt total, aussi bien capitalisé que dépensé, soit une baisse par rapport au taux de couverture de 3,2 enregistré au cours du premier semestre de 1987. La diminution du taux de couverture de l'intérêt est attribuable au fait que la diminution des bénéfices du secteur amont a dépassé la diminution des frais d'intérêt globaux.

Les bénéfices nets avant impôts et intérêts des sociétés sous contrôle canadien ont été de 1,1 milliard de dollars au cours du premier semestre de 1988, soit une réduction de 22% par rapport aux 1,5 milliard de dollars réalisés au cours du premier semestre de 1987. Parallèlement, les frais d'intérêt ont chuté de 21 %, passant de 490 millions de dollars au cours du premier semestre de 1987 à 390 millions de dollars, tandis que la dette à long terme baissait en raison des remboursements effectués et de la réorganisation des activités (les actifs et passifs à long terme non liés à l'industrie du pétrole ont été placés dans des sociétés non déclarantes). La couverture de l'intérêt pour ce secteur a donc légèrement baissé au cours du premier semestre de 1988 pour atteindre un facteur de 2,9 fois alors que ce facteur était de 3 fois en 1987.

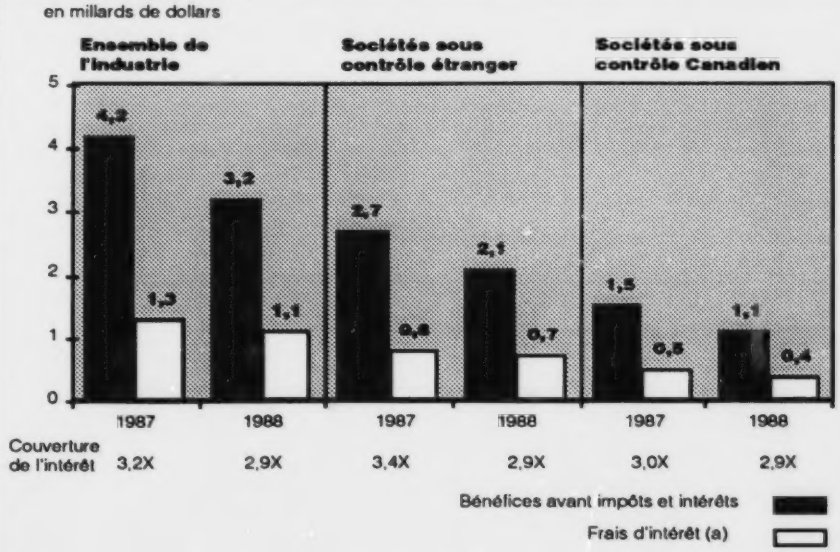
Pour les sociétés sous contrôle étranger, le taux de couverture de l'intérêt est passés d'un facteur de 3,4 fois à un facteur de 2,9 fois entre le premier semestre de 1987 et le premier semestre de 1988. La diminution résulte de la chute de 24 % des bénéfices avant impôts et intérêts, et du fait que les frais d'intérêt n'ont baissé que de 11 %.

Le taux de couverture de l'intérêt s'est équilibré entre les sociétés à contrôle canadien et étranger pour la première fois depuis que l'Agence a rendu compte de cette mesure de comportement financier, en raison des modifications, déjà mentionnées, au contrôle d'un certain nombre de grandes entreprises sous contrôle canadien sujettes à un endettement passablement élevé.

---

(1) L'analyse des frais d'intérêt porte sur l'ensemble de l'activité de l'industrie, étant donné qu'il n'existe pas d'uniformité et de cohérence dans la façon dont les sociétés répartissent les frais d'intérêt entre les différents secteurs, c'est-à-dire l'activité amont, l'activité aval et les autres activités au Canada et à l'étranger.

Graphique 2.
Comparaison des frais d'intérêt et des bénéfices avant impôts
Premier semestre



Nota :
(a) Les chiffres indiqués comprennent les frais d'intérêt dépensés et capitalisés. Pour plus de détails, voir l'annexe A19.

Bénéfices nets par groupe de sociétés

Sociétés intégrées et raffineurs
Quatorze sociétés regroupées dans la catégorie "sociétés intégrées et raffineurs" sont à l'origine de la presque totalité des recettes du secteur aval et de 31% des activités du secteur amont. *Les bénéfices nets de ce groupe ont diminué de 11 % ou de 100 millions de dollars, pour atteindre 860 millions de dollars* au cours du premier semestre de 1988. La diminution des bénéfices nets du secteur amont annule la hausse des bénéfices tirés d'un secteur pétrochimique ferme et de l'amélioration des autres activités au Canada et à l'étranger. Les bénéfices nets tirés du raffinage et de la commercialisation ont augmenté de 10 millions de dollars pour atteindre 325 millions de dollars.

Producteurs de pétrole et de gaz
Les 113 producteurs de pétrole et de gaz oeuvrent presque exclusivement dans le secteur amont. L'incidence de la baisse des prix du pétrole et du gaz a été atténuée par l'augmentation de la production résultant en une hausse des recettes brutes pour l'activité amont qui ont progressé de 0,5 % pour atteindre 5,7 milliards de dollars (Annexes B3 à B5).

Toutefois, les bénéfices nets du groupe ont chuté de 50 % à 415 millions de dollars au cours du premier semestre de 1988, principalement en raison de l'augmentation des frais d'exploitation et des frais non monétaires (y compris l'impôt sur le revenu reporté) qui ont plus que contrebalancé la baisse des frais d'intérêt et de l'impôt sur le revenu courant.

Les profits tirés de l'activité amont et des autres activités au Canada ont chuté, alors qu'on signalait des améliorations dans un des petits sous-secteurs aval et dans les activités étrangères.

La réduction technique des bénéfices nets tirés des 'autres activités au Canada' par les producteurs de pétrole et de gaz, s'explique par la hausse des bénéfices courus tirés des participations minoritaires et de la vente d'actifs qui ont été rapportés comme des frais monétaires négatifs au cours du premier semestre de 1987 et qui ne se sont pas reproduits en 1988.

Tableau 4.
Bénéfices nets par groupe de sociétés en milliards de dollars
Premier semestre

	1987	1988	Variation	%
Sociétés intégrées et raffineurs				
Amont	0,5	0,3	- 0,2	- 48
Aval	0,4	0,5	0,1	25
Autres[a]	-	0,1	0,1	107
Total des sociétés intégrées et raffineurs	**1,0**	**0,9**	**- 0,1**	**- 11**
Producteurs de pétrole et de gaz				
Amont	0,6	0,3	- 0,3	- 57
Aval	-	-	-	34
Autres[a]	0,2	0,1	- 0,1	- 43
Total des producteurs	**0,8**	**0,4**	**- 0,4**	**- 50**
Total de l'industrie	**1,8**	**1,3**	**- 0,5**	**- 29**

Nota :
(a) Comprend les bénéfices nets provenant des activités à l'étranger et des activités "autres" au Canada. Pour plus de détails, voir les annexes B1 à B4.

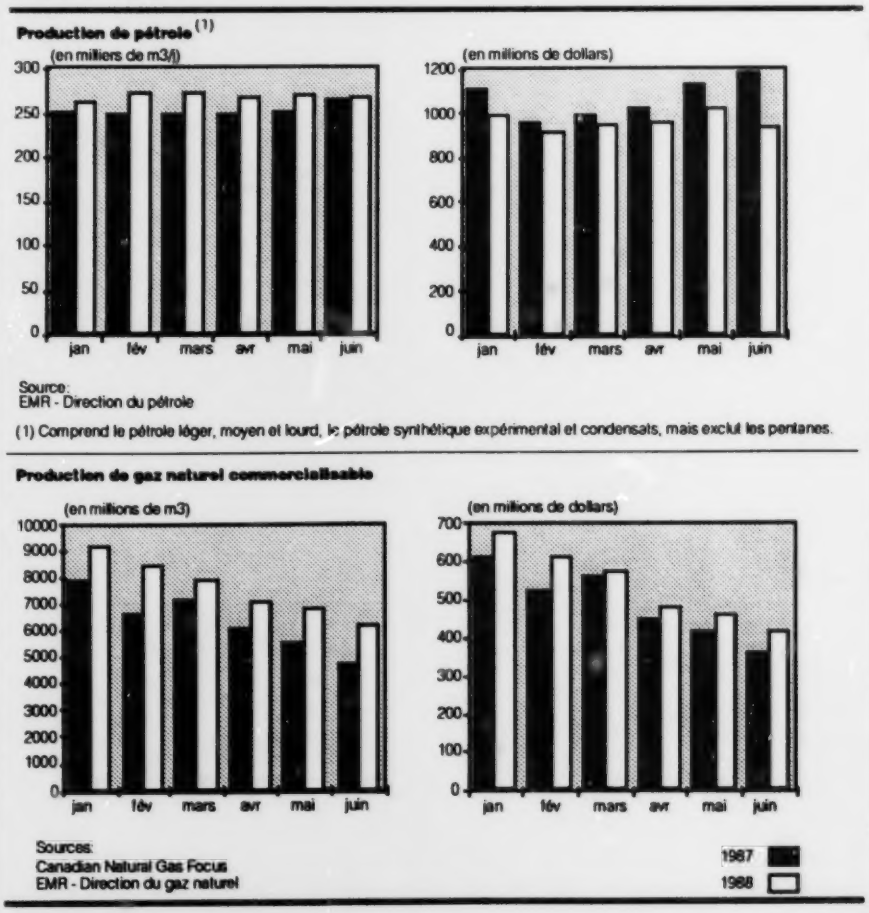
Secteur amont

Les recettes du secteur amont ont chuté de 3 % au cours du premier semestre de 1988, par rapport à la même période de 1987, pour atteindre 8,3 milliards de dollars. La hausse de la production de pétrole brut (7 %) a été contrebalancée par la baisse des prix du pétrole brut[1] au cours du premier semestre de 1988, entraînant pour le pétrole brut une baisse de revenus de 555 millions de dollars. Toutefois, une augmentation de 21 % de la production du gaz naturel commercialisable a plus que compensé la chute des prix du gaz, entraînant une augmentation de 215 millions de dollars des revenus tirés du gaz naturel. De même, les revenus tirés du soufre ont augmenté marginalement, soit de 15 millions de dollars, alors que l'augmentation de la production (36 %) suffisait tout juste à compenser la baisse des prix.

Le prix de vente moyen du pétrole brut classique au cours du premier semestre de 1988 était inférieur de 16 % au prix enregistré au cours de la même période en 1987, soit 112 $ le mètre cube (17,80 $ le baril) comparativement à 133 $(21,15 $ le baril). Les prix du gaz naturel ont diminué de 9 % en 1988 pour se fixer à une moyenne de 56 $ le millier de mètres cubes (1,98 $ le millier de pieds cubes), contre 61 $ le millier de mètres cubes (2,15 $ le millier de pieds cubes) au cours du premier semestre de 1987. Le prix moyen du gaz naturel exporté aux État–Unis a chuté d'environ 14 %.

(1) Les prix à la baisse obtenus par les producteurs canadiens pour le pétrole brut et le gaz naturel sont le reflet de la chute des prix internationaux et de la remontée du dollar canadien par rapport au dollar américain. Les prix internationaux du pétrole sont habituellement donnés en dollars américains et, à mesure que le dollar canadien augmente en valeur, le prix du pétrole en dollars canadiens baisse.

Graphique 3.
Production de pétrole et de gaz
Premier semestre



Les bénéfices nets tirés de l'activité amont ont chuté de 53 % ou de 590 millions de dollars pour se fixer à 525 millions de dollars au cours du premier semestre de 1988. La réduction de 3 % du revenu, qui s'ajoute à la hausse des frais d'exploitation (290 millions de dollars ou 13 %), des autres frais de caisse (140 millions de dollars ou 59 %), des frais non monétaires (390 millions de dollars ou 21 %) et de l'impôt sur le revenu reporté de 30 millions (14 %), ont contribué à réduire les bénéfices tirés de l'activité amont. Les frais d'exploitation ont grimpé de 13 % – malgré un bon contrôle des coûts – par suite de l'accroissement du volume de production et du report, de 1987 à 1988, de travaux d'entretien non essentiels. L'augmentation de ces dépenses a été partiellement compensée par la baisse de l'impôt sur le revenu courant (400 millions de dollars ou 63 %) et des redevances (50 millions de dollars ou 4 %) (Annexe B1). Les ressources d'autofinancement pour le secteur amont, non touchées par les frais non monétaires et l'impôt sur le revenu reporté, ont chuté de 7 % ou de 220 millions de dollars, pour se fixer à 3 milliards de dollars (Annexes A21 et B1).

Les sociétés sous contrôle canadien ont fait état d'une diminution de 30 millions de dollars (9 %) au titre de leurs bénéfices nets du secteur amont, qui ont atteint 290 millions de dollars. La radiation extraordinaire d'actifs d'une valeur de 125 millions de dollars au cours du premier semestre de 1987 ne s'est pas reproduite au cours de la période correspondante de 1988, ce qui a contribué à ralentir la chute des profits. Toutefois, exception faite des points extraordinaires, les bénéfices nets sont tombés de 36 %. Les profits ont subi l'effet de la hausse des frais d'exploitation (majoration de 16 %) et des frais non monétaires (augmentation de 22 %), qui ont plus que compensé la baisse de l'impôt sur le revenu courant et des redevances. Les ressources d'autofinancement ont chuté de 2 % pour se fixer à 1,3 milliard de dollars au cours du premier semestre de 1988.

Les sociétés sous contrôle étranger ont vu leurs bénéfices du secteur amont chuter de 71 % (560 millions de dollars) pour atteindre 235 millions de dollars, en raison de la baisse des revenus et de la hausse des frais d'exploitation, des frais non monétaires et de l'impôt reporté. Leurs ressources d'autofinancement ont diminué de 10% pour s'établir à 1,7 milliard de dollars au cours du premier semestre de 1988 comparativement à la même période de l'année précédente.

Les bénéfices nets des sociétés sous contrôle canadien n'ont pas diminué au même rythme que ceux des sociétés sous contrôle étranger, le pourcentage des recettes tirées de la production du gaz naturel étant plus élevé (51 % pour les sociétés sous contrôle canadien, 41 % pour les sociétés sous contrôle étranger). La demande de gaz naturel a augmenté considérablement, alors que le prix de ce produit a moins baissé que celui du pétrole brut.

Tableau 5.
Rendement financier des activités amont en milliards de dollars
Premier semestre

	1987	1988	Variation	%
Recettes totales	8,6	8,3	– 0,3	– 3
moins:				
Frais d'exploitation	2,3	2,6	0,3	13
Frais d'intérêt	0,8	0,8	–	– 5
Redevances, taxes	1,4	1,4	–	– 4
Autres dépenses	2,1	2,6	0,5	25
Revenus avant impôt	**2,0**	**1,0**	**– 1,0**	**– 50**
Impôts courants	0,6	0,2	–0,4	– 63
Impôts reportés	0,2	0,2	–	14
Bénéfices nets avant les éléments inhabituels	1,2	0,5	– 0,7	– 55
Gains inhabituels	– 0,1	–	0,1	–
Bénéfices nets	**1,1**	**0,5**	**– 0,6**	**– 53**

Secteur aval

Raffinage et commercialisation

Les recettes du raffinage et de la commercialisation ont augmenté de 1 % pour se chiffrer à 11,5 milliards de dollars au cours du premier semestre de 1988 en raison de l'augmentation du volume des ventes et du transfert aux produits de la hausse des taxes fédérales de vente et d'accise, chiffrée à 18%. Le coût des produits vendus a diminué de 5 %.

Les bénéfices nets ont progressé de 10 millions de dollars, pour atteindre 325 millions de dollars, au cours du premier semestre de 1988. La hausse des frais de distribution, de vente et d'administration a été plus que contrebalancée par la baisse des impôts reportés.

Les ressources d'autofinancement du raffinage et de la commercialisation ont diminué de 9%, soit 65 millions de dollars, pour se chiffrer à 630 millions de dollars au cours de premier semestre de 1988 comparativement à la même période de 1987.

Les marges bénéficiaires brutes, définies comme étant la différence entre la moyenne des recettes de la vente de produits, les taxes directes et le coût des marchandises vendues, ont atteint 6,2 cents le litre au cours des six premiers mois de 1988 alors qu'elles étaient de 5,9 cents le litre l'année précédente. L'amélioration découle d'une demande accrue pour les produits pétroliers et d'une diminution des coûts des matières premières (Annexe A 21).

Les coûts moyens d'acquisition du pétrole brut pour les raffineurs, par région, et les données correspondantes pour le transport figurent aux annexes A6 et A7.

Tableau 6.
Rendement financier et marges bénéficiaires: raffinage et commercialisation
Premier semestre

	1987		1988		Variation
	millions de $	¢/litre	millions de $	¢/litre	¢/litre
Chiffre d'affaires brut	**11183**	**28,20**	**11295**	**28,22**	**0,02**
Autres recettes	241	0,61	224	0,56	– 0,05
Recettes totales	**11424**	**28,81**	**11519**	**28,78**	**– 0,03**
moins:					
Taxes d'accise et de vente fédérales	1930	4,87	2271	5,67	0,81
Coût des produits vendus	7139	18,00	6787	16,96	– 1,05
Marge bénéficiaire brute	**2354**	**5,94**	**2460**	**6,15**	**0,21**
moins:					
Frais de commercialisation, de vente et d'administration	1428	3,60	1601	4,00	0,40
Revenu en espèces avant intérêts et impôts courants	**926**	**2,33**	**860**	**2,15**	**– 0,19**
Frais d'intérêt	36	0,09	37	0,09	–
Impôts courants	193	0,49	191	0,48	– 0,01
Revenu en espèces après impôts courants	**697**	**1,76**	**632**	**1,58**	**– 0,18**
Dépréciation et autres frais non monétaires	280	0,71	280	0,70	– 0,01
Impôts sur le revenu reportés	103	0,26	51	0,13	– 0,13
Gains extraordinaires	1	–	25	0,06	0,06
Bénéfices nets après postes extraordinaires	**316**	**0,80**	**325**	**0,81**	**0,02**

Autres activités aval

Les bénéfices nets tirés des autres activités aval, surtout les activités liées à la pétrochimie, se sont élevés à 265 millions de dollars au cours du premier semestre de 1988, soit un gain de 73%, ou 110 millions de dollars, par rapport à 1987. Cette situation est principalement attribuable à une augmentation de la demande de produits chimiques. Les ressources d'autofinancement ont augmenté de 48 % pour atteindre 375 millions de dollars (Annexe B9).

Total du secteur aval

Les revenus totaux tirés des produits pétroliers et des opérations pétrochimiques ont progressé de 4% pour se chiffrer à 13,5 milliards de dollars. Les bénéfices nets se sont accrus de 26 % pour passer de 470 millions de dollars en 1987 à 590 millions de dollars au cours du premier semestre de 1988, tandis que les ressources d'autofinancement ont augmenté de 6 % (55 millions de dollars) pour atteindre un milliard de dollars.

Autres activités au Canada

Ce secteur, qui englobe les revenus et les dépenses des "affaires de la société," a réalisé un profit de 70 millions de dollars au cours de la première moitié de 1988, comparativement à 140 millions en 1987,du fait que d'importants bénéfices à percevoir tirées des participations minoritaires (inscrits comme frais négatifs non monétaires), ont contribué à accroître les bénéfices nets pour 1987. Toutefois, puisque la situation ne s'est pas répétée en 1988, les bénéfices nets ont décliné. Les ressources d'autofinancement, non touchées par la réduction de la valeur des actifs et les frais non monétaires, sont passées de 140 millions de dollars au premier semestre de 1987 à 155 millions en 1988.

Comme il a été mentionné dans les examens antérieurs de l'activité, bon nombre de sociétés imputent les opérations de financement et, par conséquent, les frais d'intérêt au poste des "affaires de la société" qui, par définition, fait partie intégrante des "autres activités au Canada". Bien qu'un plus grand nombre de sociétés imputent maintenant leurs frais d'intérêt à d'autres secteurs, 25 % de tous les frais d'intérêt de l'industrie sont toujours imputés à ce secteur qui ne produit que 6 % du total des recettes.

Activités à l'étranger

Les bénéfices nets tirés de l'activité à l'étranger ont augmenté, passant de 75 millions de dollars au cours de premier semestre de 1987 à 95 millions en 1988. Les activités à l'étranger des sociétés pétrolières canadiennes sont surtout liées au pétrole et au gaz naturel. L'amélioration du bénéfice net est due à une forte chute du coût des biens vendus et des frais non monétaires. Les ressources d'autofinancement ont progressé de 8% pour atteindre 245 millions de dollars.

Tableau 7.
Rendement financier du secteur aval, par sous secteur
en millions de dollars
Premier semestre

	Bénéfices Nets			Ressources d'autofinancement		
	1987	1988	Variation %	1987	1988	Variation %
Raffinage et commercialisation	316	325	3	697	632	– 9
Produits pétrochimiques	153	264	73	254	374	48
Total, secteur aval	468	590	26	951	1006	6

2

Sources et affectations de fonds(1)

Vue d'ensemble

Les fonds de l'industrie du pétrole, avant les "affectations discrétionnaires", ont diminué de 1,8 milliard de dollars (34%) pour se chiffrer à 3,6 milliards au cours du premier semestre de 1988 par suite d'une baisse des ressources d'autofinancement (135 millions) et d'une réduction des apports nets externes (1,8 milliard). Ceux-ci ont été déficitaires de 860 millions de dollars pour les six premiers mois de 1988, ce qui signifie que l'industrie du pétrole a remis 860 millions de dollars aux autres particuliers et industries.

Les remboursements de dettes à long terme ont dépassé les nouvelles émissions par 880 millions de dollars par rapport à 385 millions de dollars de nouvelles dettes nettes au cours du premier semestre de 1987. Durant cette dernière période, plusieurs sociétés ont diminué leurs dettes en se réorganisant (la dette a été transférée, de même que les actifs, à d'autres segments de l'industrie et ne relève plus de la compagnie pétrolière issue de la fusion) et en vendant leurs actifs. De même, plusieurs sociétés se sont acquittées de leurs dettes après la vente de leurs actifs. Le nouvel avoir propre, net de rachats, est relativement négligible, n'atteignant que 25 millions de dollars au cours du premier semestre de 1988 comparativement à 470 millions pour la période correspondante de 1987.

Au cours des six premiers mois de 1988, les dépenses nettes en capital ont augmenté de 48 % pour atteindre 4,1 milliards de dollars grâce à l'augmentation des incitatifs offerts par les gouvernements fédéral et provinciaux. Les paiements de dividendes ont chuté de 735 à 680 millions de dollars. L'excédent de la catégorie "Toutes autres sources" sur "Toutes autres affectations" au cours du premier semestre de 1987 est le résultat du transfert de fonds réalisé parallèlement avec la réorganisation des sociétés et avec la vente de leurs actifs. La diminution nette du fonds de roulement de 1,2 milliard de dollars durant la première moitié de 1988 contraste avec sa hausse

(1) Les sources et affectations de fonds d'une entreprise individuelle sont communiquées à l'ASSP sur une base nette. Par exemple, une entreprise contractant et remboursant une dette n'indique que le montant net. Le même principe s'applique aux changements intervenant dans les avoirs propres et le fonds de roulement. Pour l'ensemble de l'industrie, l'ASSP additionne les montants nets afin d'établir le retrait ou la contribution nets de fonds à d'autres secteurs de l'économie. Cependant, afin de permettre au lecteur de faire la distinction entre la nouvelle dette à long terme et le remboursement de la dette, etc., l'ASSP indique ces montants séparément au tableau 9.

Tableau 8.
Sources et affectations de fonds (nettes) en milliards de dollars
Premier semestre

	1987	1988	Variation	%
Ressources d'autofinancement				
Bénéfices nets avant les postes inhabituels	1,8	1,3	- 0,5	- 32
Frais non monétaires	2,7	3,2	0,5	16
Ressources d'autofinancement	**4,6**	**4,4**	**- 0,2**	**- 3**
Sources externes nettes				
Nouvelle dette à long terme, après les remboursements	0,4	- 0,9	- 1,3	-
Nouvel avoir propre après les rachats	0,5	-	- 0,5	- 95
Sources externes nettes	**0,9**	**- 0,9**	**- 1,8**	**-**
Sources nettes	**5,4**	**3,6**	**- 1,8**	**- 34**
Affectations discrétionnaires				
Dépenses en capital nettes	2,8	4,1	1,3	48
Paiements de dividendes	0,7	0,7	-	- 7
Autres affectations, après autres sources	0,6	-	- 0,6	-
Affectations nettes	**4,1**	**4,8**	**0,7**	**18**
Augmentation nette du fonds de roulement	**1,3**	**- 1,2**	**- 2,5**	**-**

nette de 1987. La baisse du fonds de roulement en 1988 est partiellement attribuable à une augmentation de la dette à court terme pour financer le rachat d'actions privilégiées par une importante société sous contrôle canadien. De plus, du fait que la dette à long terme de plusieurs entreprises acculées à la faillite est devenue exigible, il y a eu augmentation des dettes à court terme, ce qui a entraîné une réduction du fonds de roulement.

Sources et affectations de fonds (brutes)

Au cours des six premiers mois de 1988, les fonds externes sont provenus de diverses sources, mais ils ont été moins importants quantitativement que les affectations connexes. La nouvelle dette à long terme s'est établie à 910 millions de dollars, soit une diminution de 655 millions, et le remboursement de la dette a augmenté de 51 %, (610 millions de dollars) pour se chiffrer à 1,8 milliard. Les nouvelles émissions d'actions ont augmenté de 370 millions de dollars pour se chiffrer à 1,1 milliard, mais elles sont équivalentes aux réductions de l'avoir propre, lesquelles se sont accrues de 820 millions de dollars par rapport à la période précédente, principalement en raison du rachat d'actions privilégiées. Les augmentations du fonds de roulement déclarées individuellement ont totalisé 1,3 milliard de dollars durant le premier semestre de 1988, soit une recul de 1 milliard par rapport à la période correspondante de 1987. Les baisses individuelles rapportées au fonds de roulement ont totalisé 2,5 milliards de dollars pour les premiers six mois de 1988 comparativement à 940 millions de dollars en 1987. L'augmentation des apports de "Toutes autres sources" vient partiellement de la vente de propriétés gazières et petrolifères destinée à réduire les dettes. L'augmentation relevée dans "Toutes autres affectations".découle d'une hausse du nombre de prises de contrôle au cours du premier semestre de 1988 par rapport à 1987.

Les dépenses nettes en capital, la plus importante composante de l'utilisation des fonds à augmenté de 48 % (1,3 milliard) à 4,1 milliard de dollars (pour plus de détails voir le tableau 13).

Tableau 9.
Catégories choisies de sources et d'affectations de fonds
en milliards de dollars[a]
Premier semestre

	1987	1988	Variation	%
Nouvelle dette à long terme[b]	1,6	0,9	– 0,7	– 42
Remboursement de la dette à long terme[d]	1,2	1,8	0,6	51
Dette à long terme, après remboursements	**0,4**	**– 0,9**	**– 1,3**	**–**
Nouvel avoir propre[b]	0,7	1,1	0,4	50
Rachat de l'avoir propre[d]	0,3	1,1	0,8	308
Avoir propre net, après rachats	**0,5**	**–**	**– 0,5**	**– 95**
Augmentation du fonds de roulement[d]	2,3	1,3	– 1,0	– 45
Diminution du fonds de roulement[b]	0,9	2,5	1,6	164
Variation du fonds de roulement net	**1,3**	**– 1,2**	**– 2,5**	**-**
Toutes autres sources[c]	1,3	2,3	1,0	85
Toutes autres affectations[e]	1,8	2,3	0,5	28
Autres affectations après les autres sources nettes	**0,6**	**–**	**– 0,6**	**–**
Total des dépenses en capital	3,0	4,4	1,4	47
PCEEMV, PESP et autres programmes semblables	0,2	0,2	–	25
Dépenses en capital nettes	**2,8**	**4,1**	**1,3**	**48**

Nota :
(a) L'annexe B10 fournit plus de détails à ce sujet.
(b) Représente les montants d'une nouvelle dette à long terme, du nouvel avoir propre ou des fonds provenant de la réduction des fonds de roulement des sociétés qui ont déclaré avoir obtenu des fonds nets de ces sources.
(c) Comprend les gains inhabituels; les pertes inhabituelles figurent au titre "Toutes autres affectations".
(d) Représente l'affectation nette de fonds au remboursement de la dette à long terme, au rachat de l'avoir propre, ou à l'accroissement du fonds de roulement par les sociétés qui ont déclaré des affectations de fonds à ces fins.
(e) Principalement des fonds affectés aux acquisitions d'usines et de propriétés appartenant à d'autres sociétés et des fonds affectés à des prises de contrôle sur des sociétés.

Ressources d'autofinancement

Les ressources d'autofinancement de l'industrie pétrolière ont diminué de 135 millions de dollars,ou 3%, pour se situer à 4,4 milliards de dollars au cours du premier semestre de 1988. Ce recul est surtout attribuable à un repli des prix du pétrole brut et du gaz naturel, à une hausse des taxes de vente et d'accise et à une augmentation des frais d'exploitation et des autres frais monétaires. Dans le secteur amont, les ressources d'autofinancement ont enregistré une perte de 7% (220 millions de dollars) pour se fixer à 3 milliards de dollars; dans le secteur aval, elles ont augmenté de 6% (55 millions de dollars) pour se chiffrer à 1 milliard de dollars, gain réalisé uniquement à la faveur d'une augmentation des ventes dans le secteur pétrochimique. Les ressources d'autofinancement en provenance des "autres activités au Canada" ont augmenté de 10%, passant de 140 millions de dollars au cours du premier semestre de 1987 à 155 millions de dollars en 1988, alors que celles des activités à l'étranger ont progressé de 8% pour se chiffrer à 245 millions de dollars.

Les ressources d'autofinancement des *sociétés sous contrôle canadien* ont augmenté de 8% pour se fixer à 1,9 milliards de dollars, principalement en raison d'un rendement supérieur des activités en aval et des activités étrangères. De plus, la réorganisation des activités d'une entreprise résultant dans l'élimination de ses opérations non liées au domaine pétrolier, et donc des coûts élevés en intérêt y afférents, a contribué à l'amélioration annuelle.

Les ressources d'autofinancement des *sociétés sous contrôle étranger* ont diminué de 10% pour s'établir à 2,6 milliards de dollars, baisse provenant de tous les secteurs d'activité,exception faite du secteur pétrochimique.

Tableau 10.
Ressources d'autofinancement, par secteur et par segment
en milliards de dollars[a]
Premier semestre

	1987	1988	Variation	%
Sociétés sous contrôle canadien				
Amont	1,3	1,3	–	– 2
Aval	0,3	0,3	–	9
Autres[b]	0,1	0,2	0,1	188
Total des sociétés sous contrôle canadien	**1,7**	**1,9**	**0,2**	**8**
Sociétés sous contrôle étranger				
Amont	1,9	1,7	– 0,2	– 10
Aval	0,6	0,7	0,1	4
Autres[b]	0,2	0,1	– 0,1	– 50
Total des sociétés sous contrôle étranger	**2,9**	**2,6**	**– 0,3**	**– 10**
Total de l'industrie				
Amont	3,2	3,0	0,2	– 7
Aval	1,0	1,0	–	6
Autres[b]	0,4	0,4	–	8
Grand total	**4,6**	**4,4**	**– 0,2**	**– 3**

Nota :
(a) Voir les annexes B5 et B6 pour plus de détails.
(b) Comprend les ressources d'autofinancement tirées des activités à l'étranger et des 'autres activités au Canada'.

Subventions d'encouragement et crédits d'impôt

Le Programme d'encouragement du secteur pétrolier (PESP) s'est terminé officiellement le 31 mars 1986. Par contre, il reste à faire honneur aux engagements pris en vertu d'ententes encore en vigueur au sujet des activités poursuivies sur les Terres du Canada. Le 25 mars 1987, le gouvernment canadien a annoncé la création du Programme canadien d'encouragement à l'exploration et à la mise en valeur (PCEEMV) visant à fournir une aide directe à l'industrie au chapitre des dépenses en capital du secteur amont.

Les subventions, qui totalisaient 96 millions de dollars au cours du premier semestre en 1987 (en partie à cause des subventions du PESP), ont atteint 152 millions de dollars pour la même période en 1988 (principalement à cause des subventions du PCEEMV) par suite d'une intensification des activités d'exploration et de mise en valeur durant le premier semestre de 1988. Au cours de cette période, les sociétés sous contrôle canadien ont reçu 54 % des subventions totales en 1988, comparativement à 56 % l'année précédente.

Tableau 11.
Subventions d'encouragement par région et par secteur
en millions de dollars
Premier semestre

	Sociétés sous contrôle canadien		Sociétés sous contrôle étranger		Total	
	1987	1988	1987	1988	1987	1988
Provinces	24	78	15	67	39	145
Terres du Canada	30	4	27	3	58	7
Total au Canada	54	82	42	70	96	152

Nota :
Pour plus de détails, voir l'annexe A17.

Les dépenses d'exploration, pour les puits coûtant plus de 5 millions de dollars, sont admissibles au crédit d'impôt à l'exploration (CIE) en raison de 25 % des dépenses admissibles. Ce crédit, ainsi que le crédit d'impôt à l'investissement (CII), ont plus que doublé pour atteindre 52 millions de dollars au cours du premier semestre de 1988, comparativement à 22 millions de dollars pour la période correspondante de 1987. Cette augmentation est attribuable à la hausse du CIE pour les terres du Canada, qui a partiellement compensé la réduction des subventions qui a suivi l'élimination du PESP.

Tableau 12.
Crédits d'impôt à l'exploration et à l'investissement en millions de dollars
Premier semestre

	Sociétés sous contrôle canadien		Sociétés sous contrôle étranger		Total	
	1987	1988	1987	1988	1987	1988
Provinces	5	17	17	12	22	30
Terres du Canada	–	14	–	8	–	22
Total au Canada	5	31	17	21	22	52

Dépenses en capital

Durant les six premiers mois de 1988, les *dépenses brutes en capital* ont augmenté de façon marquée (47 % ou 1,4 milliard de dollars) pour se chiffrer à 4,4 milliards, par suite d'une augmentation de 52% des dépenses intérieures qui a plus que compensé une réduction de 5% des dépenses à l'étranger. Ainsi, le pourcentage des dépenses à l'étranger, calculé en fonction des dépenses totales en capital, s'est établi à 6% alors qu'il était de 9% au cours du premier semestre de 1987. Les dépenses en amont continuent de constituer la plus importante composante du total des dépenses en capital, soit 79% pour le premier semestre de 1988 par rapport à 74% en 1987. Tous les éléments du secteur amont ont affiché des hausses marquées. Les dépenses aval et non précisées ont augmenté alors que dans le petit élément se rapportant à l'extraction des ressources énergétiques, elles ont affiché une perte minimale.

Tableau 13.
Dépenses en capital en milliards de dollars[a]
Premier semestre

	1987	1988	Variation		Part du total 1987	Part du total 1988
				%	%	%
Amont						
Exploration	1,1	1,6	0,5	42	38	37
Mise en valeur	0,4	0,6	0,2	59	13	14
Production	0,5	0,8	0,3	63	15	17
Non classique[b]	0,2	0,4	0,2	115	7	10
Total amont[c]	**2,2**	**3,4**	**1,2**	**56**	**74**	**79**
Aval	0,4	0,5	0,1	36	13	12
Extraction des ressources énergétiques	–	–	–	– 6	1	1
Autres	0,1	0,1	–	24	4	3
Total des dépenses au Canada	**2,7**	**4,1**	**1,4**	**52**	**91**	**94**
Dépenses à l'étranger	**0,3**	**0,2**	**– 0,1**	**– 5**	**9**	**6**
Total des dépenses	**3,0**	**4,4**	**1,4**	**47**	**100**	**100**
Subventions d'encouragement et autres recettes	0,2	0,2	–	23		
Dépenses en capital nettes	**2,8**	**4,1**	**1,3**	**48**		
Rappel : Dépenses en capital amont (Nettes des subventions d'encouragement et autres recettes)	2,0	3,2	1,2	59		

Nota :
(a) Pour une ventilation plus détaillée, voir l'annexe B12.
(b) Comprend les produits de sables pétrolifères et de pétrole lourd non classique.
(c) Comprend les subventions du PESP, du PCEEMV et d'autres recettes.

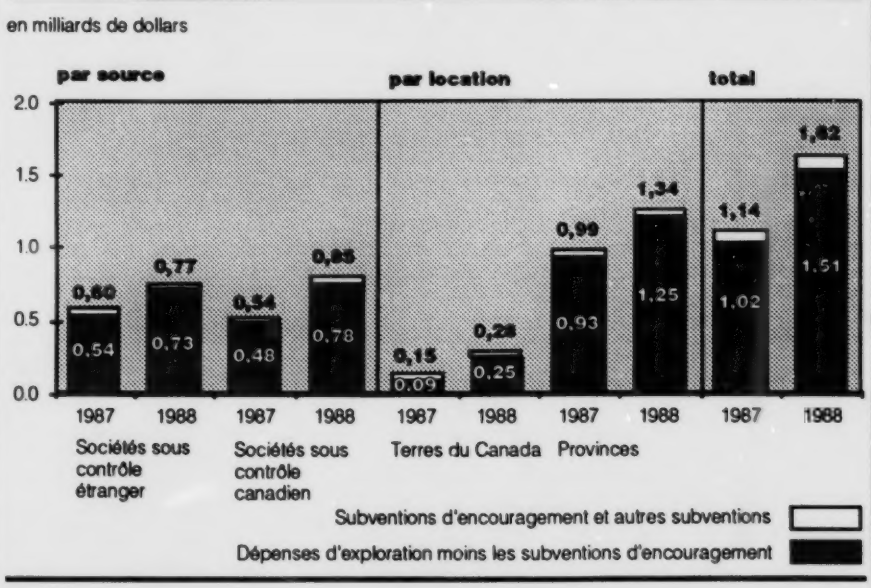
Secteur amont : Le raffermissement des prix du pétrole brut en 1987 après la chute spectaculaire de 1986, de même que la mise en place d'incitatifs tels que le Programme canadien d'encouragement à l'exploration et à la mise en valeur (PCEEMV) et l'exemption du versement de redevances accordée pendant trois ans par le gouvernement de l'Alberta à l'égard des nouvelles découvertes faites avant le 1er novembre 1988, ont encouragé l'industrie à augmenter de façon sensible ses activités d'exploration et de mise en valeur du secteur amont. Les dépenses totales dans ce secteur ont augmenté de 56% (1,2 milliard de dollars) pour atteindre 3,4 milliards de dollars au cours du premier semestre de 1988 par rapport à la même période de 1987. Dans toutes les catégories de l'activité amont, les dépenses ont connu une hausse marquée.

Déduction faite des subventions d'encouragement, les dépenses engagées dans le secteur amont par des sociétés sous contrôle canadien ont augmenté de 67 % et celles des sociétés sous contrôle étranger, de 53 %. Par conséquent, la part des dépenses en capital attribuable au groupe de sociétés sous contrôle canadien s'est accrue de 2,1 point de pourcentage pour représenter 43,9 % du total des dépenses (Annexe B11).

Les dépenses d'exploration dans les provinces et les Terres du Canada ont progressé respectivement de 35 % et de 89 % pour se situer à 1,3 milliard et 280 millions de dollars. Il s'en est suivi une augmentation de 42 % des dépenses totales d'exploration, qui sont montées à 1,6 milliard de dollars. Les dépenses dans les Terres du Canada ont représenté 17 % des dépenses totales, comparativement à de 13% pour le premier semestre de 1987; la hausse a touché la plupart des régions des Terres du Canada.

Les dépenses d'exploration engagées par les sociétés sous contrôle étranger ont augmenté de 29 % au cours du premier semestre de 1988, tandis que celles des sociétés sous contrôle canadien se sont accrues de 58 %. Les sociétés sous contrôle canadien ont contribué 52% des dépenses d'exploration totales et ce partage était égal, tant dans les provinces que dans les Terres du Canada.

Graphique 4.
Dépenses d'exploration au Canada
Premier semestre



Dépenses dans le secteur aval : Les dépenses engagées dans le secteur aval ont atteint 525 millions de dollars au premier semestre de 1988, soit une augmentation de 36%, causée en majeure partie par l'expansion et la modernisation des raffineries ainsi que par la création d'une usine de valorisation de pétrole lourd. L'augmentation des dépenses engagées dans les raffineries, les pipe-lines et les points de vente a plus que comblé la baisse des dépenses effectuées relativement aux usines pétrochimiques.

Extraction des ressources énergétiques minières et autres : Les dépenses consacrées à l'extraction des ressources énergétiques minières ont diminué, mais toutes les autres ont augmenté, y compris celles des installations pour extraction minière, des navires de forage, des caissons et des installations de forage. Cette dernière catégorie de dépenses comprend aussi le montant capitalisé des intérêts payés relativement aux dépenses avant la mise en route des projets.

Taux de réinvestissement

Le taux global de réinvestissement de l'industrie du pétrole, c'est-à-dire le total des dépenses en capital nettes[1] par rapport aux ressources d'autofinancement provenant de tous les secteurs d'activité, a augmenté pour s'établir à 93 % par rapport à 61 % pour le premier semestre de 1987.

La stabilité relative et le redressement partiel des prix du pétrole brut en 1987 après leur effondrement de 1986, et le fort ralentissement des activités qui a suivi, ont incité les entreprises à augmenter leurs dépenses en capital. Grâce à une encourageante augmentation des ressources d'autofinancement tout au long de 1987 et à l'optimisme renouvelé des prévisions voulant que les prix du pétrole brut demeurent, en moyenne, au même niveau ou au dessus des prix de 1987, l'industrie du pétrole s'est engagée dans de nouveaux projets d'investissements, encouragée également par les programmes incitatifs des gouvernements fédéral et provinciaux. Les plus grandes augmentations de dépenses en capital sont survenues dans les secteurs les plus coûteux, par exemple les sables pétrolifères (augmentation de 118 %) et les Terres du Canada (augmentation de 89 %).

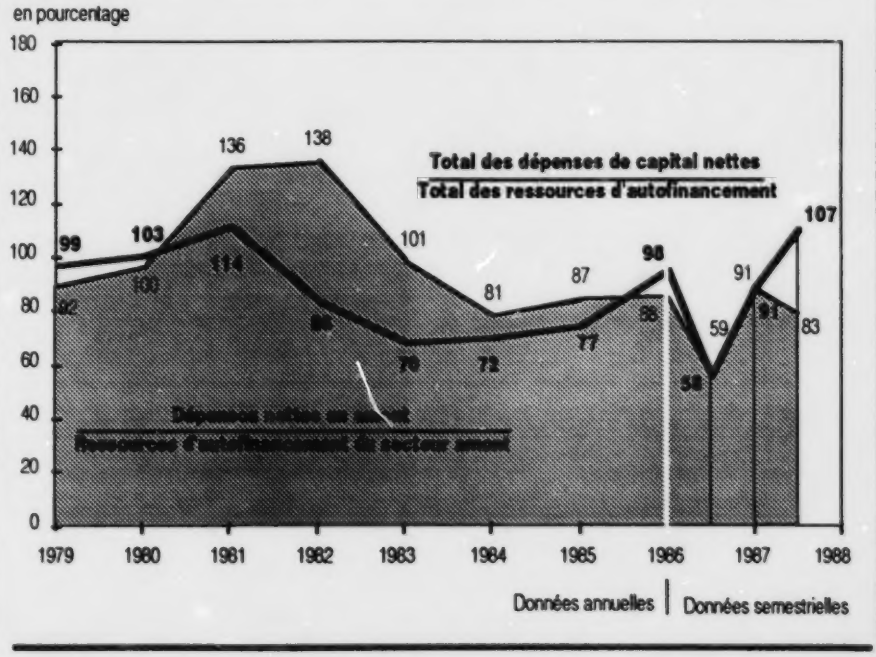
Toutefois, comme les prix du pétrole brut et du gaz naturel ont chuté peu après l'établissement des plans, les ressources d'autofinancement n'ont pas augmenté autant que l'industrie ne l'avait prévu, si l'on en juge par les dépenses en capital auxquelles elle s'était engagée. Cela s'est traduit par une augmentation marquée (de 32 points de pourcentage) du taux de réinvestissement. Par conséquent, on pourrait considérer le taux de réinvestissement de 93 % comme étant anormalement élevé, tout comme le taux de 61 % du premier semestre de 1987 était anormalement bas par rapport aux ressources réelles d'autofinancement.

Les groupes canadien et étranger ont signalé d'importantes augmentations de leurs taux de réinvestissement. Celui des sociétés sous contrôle canadien est passé de 72 % au cours du premier semestre de 1987 à 104 % en 1988, alors que celui des sociétés sous contrôle étranger est passé de 54 % à 85 %. Au chapitre des activités amont, une comparaison entre les deux groupes donne des résultats semblables, les sociétés sous contrôle canadien ayant réinvesti 109 % de leurs ressources d'autofinancement amont (augmentation de 45 points de pourcentage) et les sociétés sous contrôle étranger, 105 % (augmentation de 44 points de pourcentage).

Les dépenses en capital du secteur amont (moins les subventions d'encouragement), ont représenté 107 % des ressources d'autofinancement du secteur amont de l'industrie, soit une augmentation de 45 points de pourcentage par rapport au premier semestre de 1987. Les ressources d'autofinancement du secteur amont ont diminué de 7 % tandis que les dépenses nettes en capital du même secteur ont augmenté de 59 %.

(1) Les dépenses en capital nettes sont les dépenses en capital moins les subventions d'encouragement et les recettes d'assurances.

Graphique 5.
Taux de réinvestissement
Premier semestre

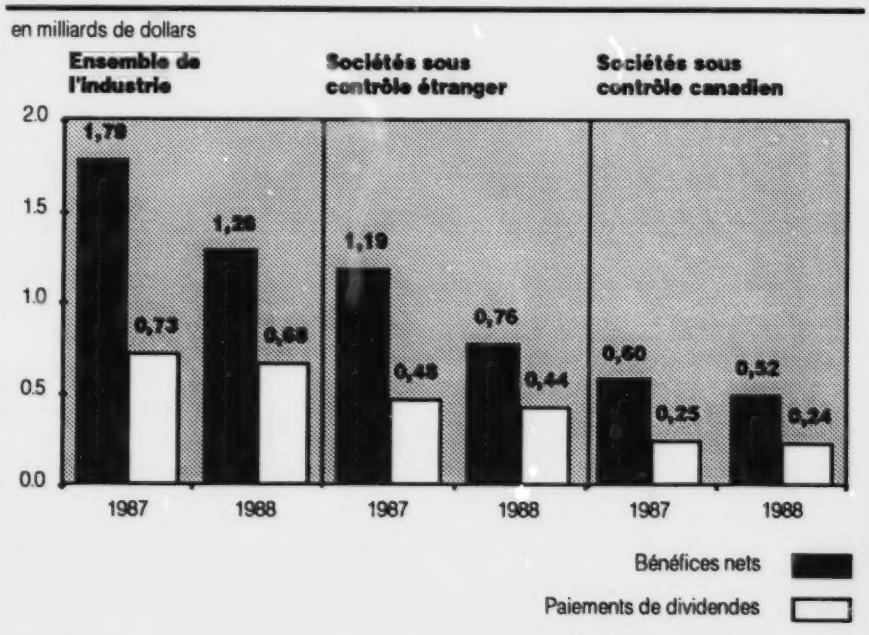


Paiements de dividendes

Les paiements de dividendes versés par les sociétés de l'industrie pétrolière ont diminué de 7 % pour passer à 680 millions de dollars au cours du premier semestre de 1988. Cependant, il s'agit d'une réduction moindre que celle des bénéfices nets, qui ont chuté de 29% pour passer de 1,8 à 1,3 milliard de dollars. Conséquemment, le taux de paiement de l'industrie est passé de 41% au cours de premier semestre de 1987 à 53% durant la période correspondante de 1988.

Les paiements de dividendes par des sociétés sous contrôle canadien ont baissé de 4 % pour se chiffrer à 240 millions de dollars, donnant ainsi un taux de dividendes versés de 46 % au cours de premier semestre de 1988. Les paiements de dividendes des sociétés sous contrôle étranger ont régressé de 9 % pour s'établir à 440 millions de dollars, un taux de dividendes versés de 58 %.

Graphique 6.
Comparaison des paiements de dividendes et des bénéfices nets
Premier semestre



3

Comparaison du rendement : industrie pétrolière et autres industries

Comparaison des bénéfices nets

Grâce aux données de Statistique Canada, il est possible de mieux évaluer la performance financière du secteur pétrolier par rapport à celle des autres secteurs de l'économie.(1)

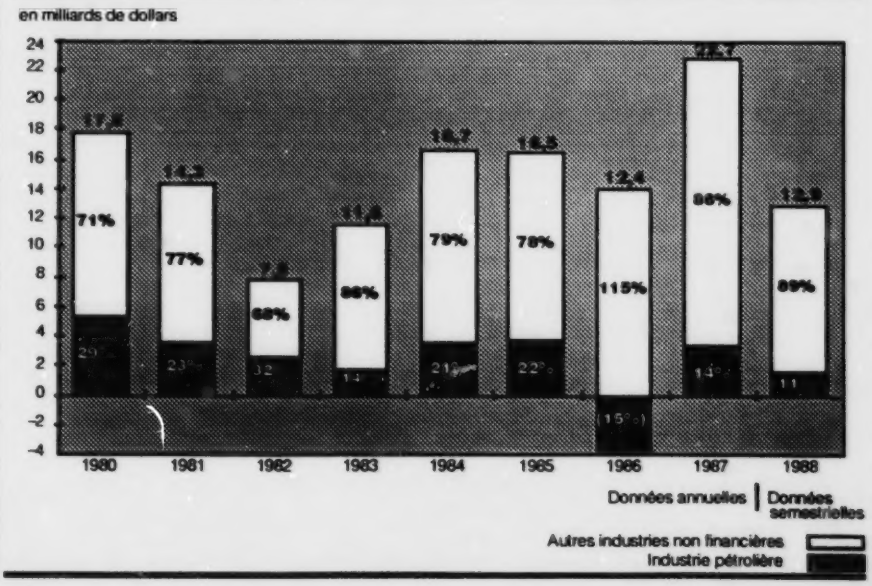
Compte non tenu des sociétés d'État, les bénéfices nets tirés des activités de l'industrie du pétrole au Canada, établis après les postes extraordinaires, ont chuté de 14% pour s'établir à 1,5 milliard de dollars au cours de premier semestre de 1988, alors que ceux de toutes les autres industries non financières ont augmenté de 31% pour se chiffrer à 11,4 milliards de dollars. Le graphique 7 indique que les bénéfices nets de l'industrie du pétrole pour le premier semestre de 1988 constitue 11% des bénéfices nets de toutes les industries non financières, égalant ainsi le minimum record établi au premier semestre de 1986.

En comparaison, les bénéfices nets de 11,4 milliards de dollars de toutes les autres industries non financières ont atteint un niveau sans précédent pour un premier semestre.
L'industrie du pétrole a enregistré au premier semestre de 1988 un taux de rendement du capital utilisé de 6 % contre 9,1 % pour l'ensemble des autres industries non financières (Annexe A14). Le rendement de l'avoir propre des actionnaires de l'industrie du pétrole après les postes extraordinaires était de 7,9 % et se compare au rendement de 13% pour toutes les autres industries non financières. En outre, le taux de rendement moyen de l'industrie du pétrole pour la période de cinq ans se terminant au cours du premier semestre de 1988 était de 6 % par rapport à 10,4 % pour les autres industries.

---

(1) Les données présentées dans cette section ne correspondent pas tout à fait à celles que l'on trouve ailleurs, bien qu'elles se rapprochent des résultats de l'examen de l'ASSP indiqués dans les chapitres 1 et 2. Les données sur l'industrie pétrolière fournies par Statistique Canada couvrent un plus grand nombre de sociétés que l'examen de l'ASSP, mais ne comprennent pas les entreprises gouvernementales, ni les activités à l'étranger des sociétés pétrolières canadiennes. L'examen de l'ASSP couvre l'ensemble de l'activité des sociétés pétrolières au Canada, y compris les sociétés d'État, dont l'actif et les recettes dépassent un certain seuil.
Les calculs des taux de rendement dans le premier chapitre sont effectués à partir des données soumises directement à l'ASSP par les sociétés déclarantes. Des commentaires sur la pertinence de ces taux (Annexe A13) avec ceux calculés à partir des données recueillies par Statistique Canada (Annexe A14) peuvent être trouvés à l'Annexe D.

Graphique 7.
Comparaison des bénéfices nets – industrie pétrolière et toutes les autres industries non financières
Premier semestre



Dépenses en capital

Selon les données de Statistique Canada, les dépenses en capital brutes (avant la déduction des subventions d'encouragement) ont augmenté de 89 % [1] au cours du premier semestre de 1988 par rapport à la période correspondante de 1987. Comme il a déjà été mentionné, l'augmentation des dépenses de l'industrie du pétrole est en partie attribuable aux sociétés qui ont profité des programmes d'encouragement des gouvernements tels que le PCEEMV, avant que les avantages soient reduits. De plus, l'exemption pour trois ans du versement de redevances sur les nouvelles découvertes devait être ramenée à un an par le gouvernement de l'Alberta à partir du 1er novembre 1988.

Toutefois, le 31 octobre, le ministre de l'Énergie de l'Alberta a annoncé le prolongement et le maintien des conditions actuelles du programme de crédits d'impôt au titre des redevances. Les dépenses de capital des autres industries non financières ont augmenté de 34%, principalement en raison de l'amélioration de la situation du secteur minier et des autres secteurs non financiers. Par conséquent, la part de l'industrie du pétrole dans l'ensemble des dépenses en capital des industries non financières a augmenté de 5 points de pourcentage pour se situer à 19%, au cours du premier semestre de 1988.

(1) Ces données diffèrent sensiblement de celles qui figurent au chaptire 2 parce que les données fournies par Statistique Canada pour cette rubrique incluent certaines acquisitions dans la catégorie des dépenses en capital.

Tableau 14.
Comparaison des dépenses en capital – industrie pétrolière et toutes les autres industries non financières en milliards de dollars
Premier semestre

		1987	1988	Variation	%
1.	Fabrication	4,8	4,9	0,1	2
2.	Extraction minière	1,3	1,7	0,4	34
3.	**Autres industries non financières**	**8,3**	**12,6**	**4,3**	**53**
4.	**Total, industries non financières** (industrie pétrolière non comprise)	**14,4**	**19,3**	**4,9**	**34**
5.	Industrie pétrolière	2,4	4,4	2,1	89
6.	**Total, industries non financières** (y compris l'industrie pétrolière)	**16,7**	**23,7**	**7,0**	**42**
7.	Ligne 5 en % de la ligne 6	14	19		

Source :
Statistique Canada, 61-003, *Sociétés industrielles : Statistique financière*. Cette étude ne comprend pas les entreprises gouvernementales. Toutes les dépenses sont brutes et comprennent

4

Mouvements internationaux de trésorerie: 1987 et 1986

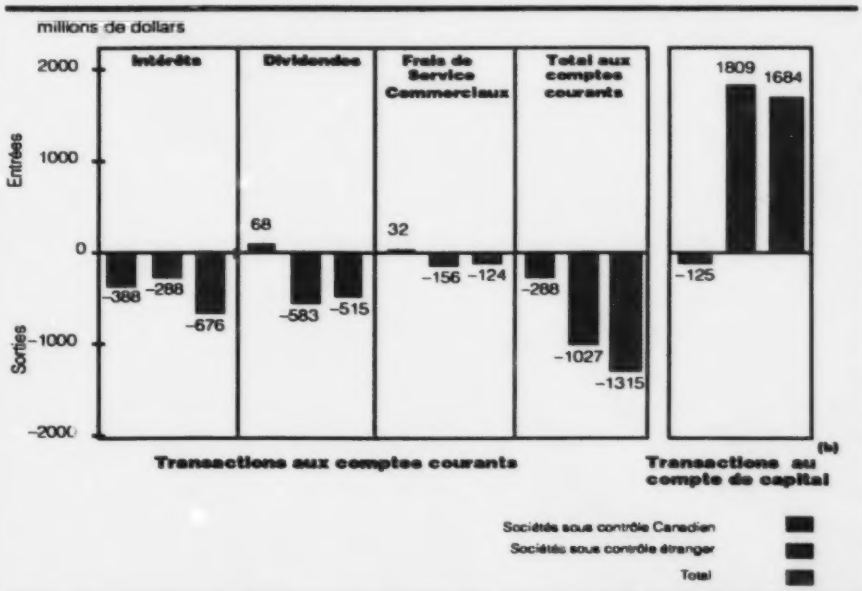
Dans le présent chapitre et les deux suivants (Structure du capital et Données relatives à l'impôt sur le revenu), les statistiques de 1987 sont comparées à celles de 1986. Ces données n'étaient pas disponibles au moment de la parution de l'Examen de l'activité 1987.

Les mouvements internationaux de trésorerie [1] liés aux investissements à long terme de l'industrie canadienne du pétrole se sont traduits par des *entrées nettes de 370 millions de dollars* en 1987. Les sorties de tous genres enregistrées au compte courant ont été plus que compensées par des entrées de 1,7 milliard de dollars au compte de capital (Annexe A23). Les entrées au compte de capital résultent d'une augmentation de la dette bancaire contractée à l'étranger par les sociétés sous contrôle étranger et de l'acquisition d'une partie importante de l'avoir propre d'une grande entreprise sous contrôle canadien par des étrangers.

Des paiements d'intérêts et de dividendes (déduction faite des entrées) de 675 millions de dollars et 515 millions de dollars respectivement, de même que des frais de services commerciaux externes nets de 125 millions de dollars, se sont soldés par une sortie nette au compte courant de 1,3 milliard de dollars. La diminution des dividendes versés à l'extérieur (1,5 milliard en 1986, contre 690 millions en 1987) traduit le retour à des niveaux plus normaux. Le niveau élevé des sorties en 1986 était partiellement attribuable à deux importantes transactions au niveau des dividendes dont il est fait état dans l'Examen de l'activité 1986.

(1) Les données sur les mouvements internationaux de trésorerie proviennent de Statistique Canada. Ces données ne tiennent pas compte des mouvements internationaux de trésorerie qui touchent des sociétés mères non énergétiques et qui résultent de transactions de leurs filiales énergétiques.

Graphique 8.
Mouvements internationaux de trésorerie associés à des investissements à long terme[a] - 1987



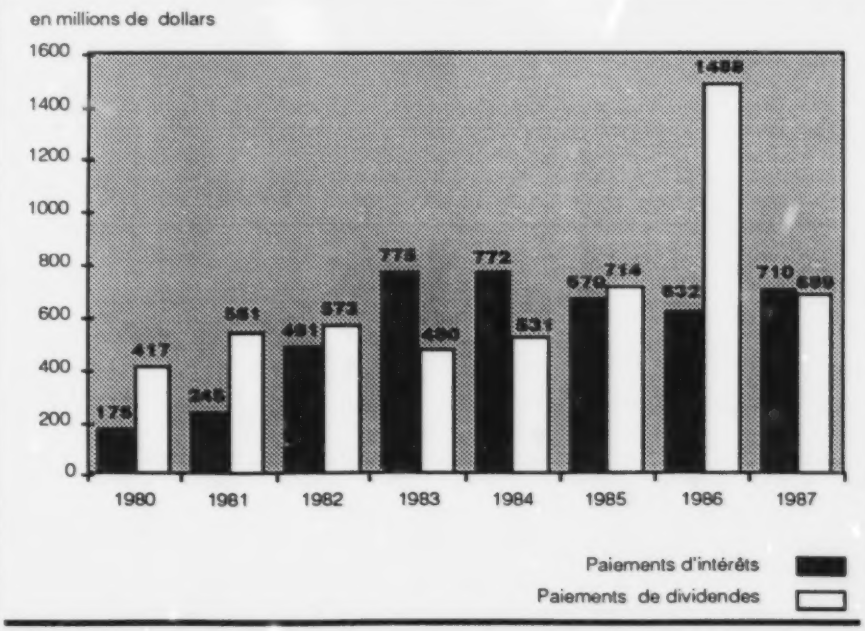
Nota:
(a) Tous les chiffres correspondent à des montants nets et ne tiennent pas compte des exportations et des importations de biens et des services de transport. L'Annexe A23 donne de plus amples détails, y compris les mouvements de capitaux à court terme, lesquels se sont chiffrés à 415 millions de dollars en 1987 (sorties nettes).
(b) Le compte de capital comprend les fonds associés à des investissements à long terme, comme les sommes investies par une société mère dans une filiale étrangère ou le rapatriement d'un bloc de contrôle détenu par un non résident.

En 1987, *les sociétés sous contrôle canadien* ont déclaré des sorties nettes de capitaux de 125 millions, principalement en raison du remboursement d'emprunts effectués à l'étranger, c'est à dire une transaction au compte de capital. Les intérêts et les dividendes versés par ce secteur de l'industrie se sont établis à 415 millions et 100 millions de dollars respectivement. Ces sorties ont été compensées en partie par des entrées d'intérêts de 25 millions et des paiements de dividendes de 170 millions provenant de sociétés sous contrôle étranger. Les frais de services commerciaux ont été positifs, les entrées se chiffrant à 55 millions de dollars, et ont plus que compensé les paiements de 20 millions de dollars versés à des non-résidents.

Les *sociétés sous contrôle étranger* ont enregistré des entrées nettes de 1,8 milliard de dollars au titre du compte de capital, principalement en raison des emprunts bancaires et de l'acquisition d'une partie de l'avoir propre d'une entreprise dont il a été fait état précédemment. Du côté du compte courant, les versements d'intérêts, de dividendes et de frais de services commerciaux des sociétés sous contrôle étranger à des non-résidents se sont établis à 290 millions, 590 millions et 195 millions de dollars respectivement, alors que les entrées atteignaient 7 millions, 3 millions et 37 millions de dollars respectivement.

Les intérêts et dividendes bruts versés par l'industrie du pétrole en 1987, soit 1,4 milliard, étaient de beaucoup inférieurs à ceux de 1986. Les montants inhabituellement élevés versés en 1986 étaient attribuables aux dividendes payés par deux entreprises sous contrôle étranger. L'une de ces transactions s'est traduite par le paiement de dividendes de 500 millions de dollars à une société mère étrangère à cause du report d'un grand projet d'immobilisation qui devait être entrepris au Canada; l'autre transaction a comporté un paiement extraordinaire de dividendes de 500 millions de dollars à la société mère, compensé par une augmentation équivalente de la dette contractée envers cette société dans le cadre d'une opération de restructuration du capital d'une filiale canadienne.

Graphique 9.
Paiements d'intérêts et de dividendes à des non résidents(a)

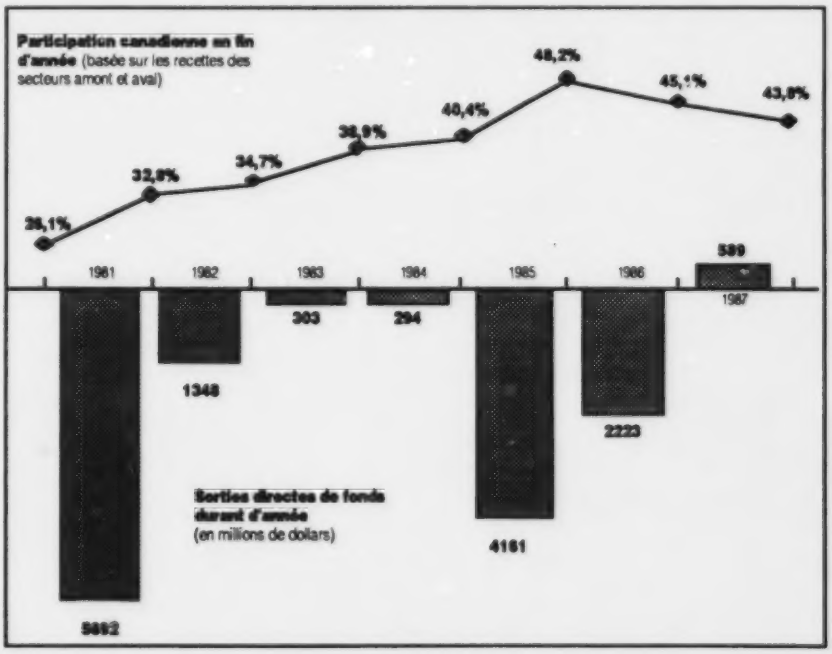


Nota:
(a) L'Annexe A23 contient des détails additionnels sur les paiements de dividendes et d'intérêts en 1987.

De 1981 à 1985, les sorties directes de capitaux du secteur pétrolier canadien peuvent être imputées au coût des prises de contrôle de sociétés pétrolières et gazières sous contrôle étranger. Ces sorties se sont traduites par une augmentation du taux de participation canadienne globale de l'industrie.

En 1987, la proportion des revenus amont et aval des sociétés pétrolières appartenant à des Canadiens a chuté d'environ 1,3 point de pourcentage, en raison de l'achat d'une partie importante de l'avoir propre d'une société pétrolière par des étrangers. L'achat s'est soldé par l'entrée de capitaux étrangers.

Graphique 10.
Mouvements directs de fonds par rapport aux fluctuations de la participation canadienne



5

Structure du capital: 1987 et 1986

Le capital total utilisé dans l'industrie canadienne du pétrole s'établissait à 61,4 milliards de dollars en 1987, soit à peu près le même niveau qu'en 1986 (61,8 milliards de dollars). En 1987, la dette à long terme représentait environ 37% du capital de l'industrie, et l'avoir propre, 63%, soit 5 points de pourcentage de plus en faveur de l'avoir propre, par rapport à l'année précédente.

La part des sociétés sous contrôle canadien dans le capital utilisé représentait près de 60% du total, principalement en raison de leur niveau d'endettement relativement élevé (68% du total de la dette à long terme) et de l'importance de leurs actions privilégiées (91% du total). La valeur des actions ordinaires des sociétés sous contrôle canadien a connu une légère hausse pour s'établir à 44% du total.

Tableau 15.
Structure du capital par secteur: 1987 et 1986 en milliards de dollars

	1986	1987	Variation	%	Part du total 1986 %	Part du total 1987 %
Sociétés sous contrôle canadien						
Avoir propre – actions privilégiées	5,3	5,7	0,4	8	14	16
– actions ordinaires[a]	13,0	14,1	1,1	8	35	40
Avoir propre total	18,3	19,8	1,5	8	50	56
Dette à long terme	18,7	15,7	– 3,0	– 16	50	44
Capital utilisé[b]	**37,0**	**35,5**	**–1,5**	**– 4**	**100**	**100**
Sociétés sous contrôle étranger						
Avoir propre – actions privilégiées	0,8	0,5	– 0,3	– 36	3	2
– actions ordinaires[a]	16,9	18,1	1,2	7	68	70
Avoir propre total	17,8	18,6	0,8	5	72	72
Dette à long terme	7,0	7,3	0,3	4	28	28
Capital utilisé[b]	**24,8**	**25,9**	**1,1**	**5**	**100**	**100**
Total – industrie						
Avoir propre – actions privilégiées	6,1	6,2	0,1	2	10	10
– actions ordinaires[a]	30,0	32,2	2,2	8	49	52
Avoir propre total	36,1	38,5	2,4	7	58	63
Dette à long terme	25,7	23,0	– 2,7	– 11	42	37
Total capital utilisé[b]	**61,8**	**61,4**	**–0,4**	**– 1**	**100**	**100**

Nota:
(a) Comprend les actions ordinaries, le surplus d'apport et les bénéfices non répartis.
(b) Ne comprend pas la participation minoritaire tel que détaillée à l'Annexe A24.

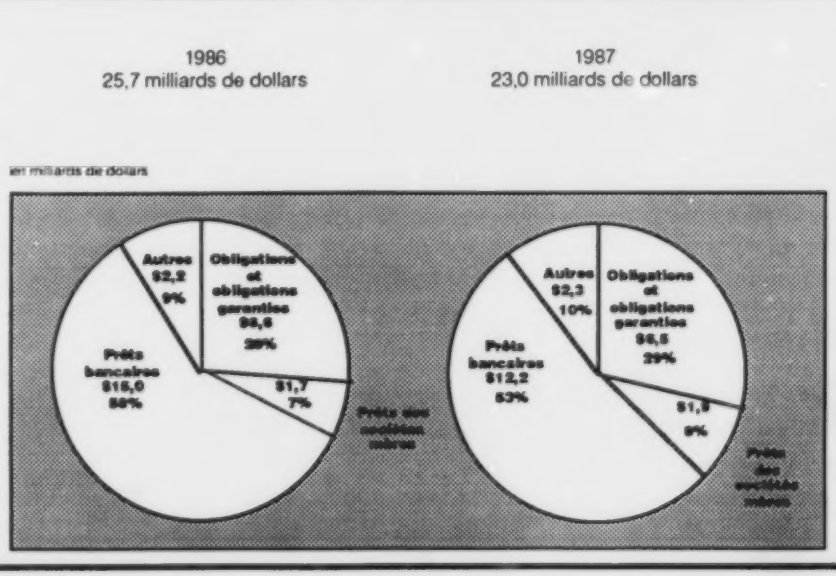
Dette à long terme

En 1987, la dette à long terme de l'industrie canadienne du pétrole a chuté de 2,7 milliards ou de 11% pour se chiffrer à 23 milliards de dollars, en raison principalement de la baisse de 3,1 milliards de dollars des prêts bancaires (Annexe A24). La dette des sociétés sous contrôle canadien a enregistré une diminution de 3 milliards de dollars en grande partie par suite de la réorganisation d'une société en un certain nombre de sociétés ouvertes distinctes. Cette réorganisation a entraîné une réduction considérable de l'actif à long terme, des immobilisations, de la dette à long terme et des bénéfices non répartis de l'industrie. La dette à long terme a été réduite davantage étant repayée partiellement suite à l'acquisition de plusieurs sociétés lourdement endettées.

De plus, certaines sociétés sous contrôle canadien ont disposé d'actifs dans le but de réduire leur niveau d'endettement. Les sociétés sous contrôle étranger, dont le niveau d'endettement était considérablement inférieur, ont déclaré une augmentation de 265 millions de dollars de leur dette à long terme, principalement après avoir augmenté leurs obligations, leurs obligations garanties et leurs emprunts auprès des sociétés mères.

La composante de la dette à long terme constitueé par les prêts bancaires se chiffrait à 53% en 1987 contre 60% en 1986. Environ 60% de cette dette a été contracté à des taux d'intérêt variables, basés sur des taux préférentiels canadiens ou américains ou sur le LIBOR (Annexe A24).

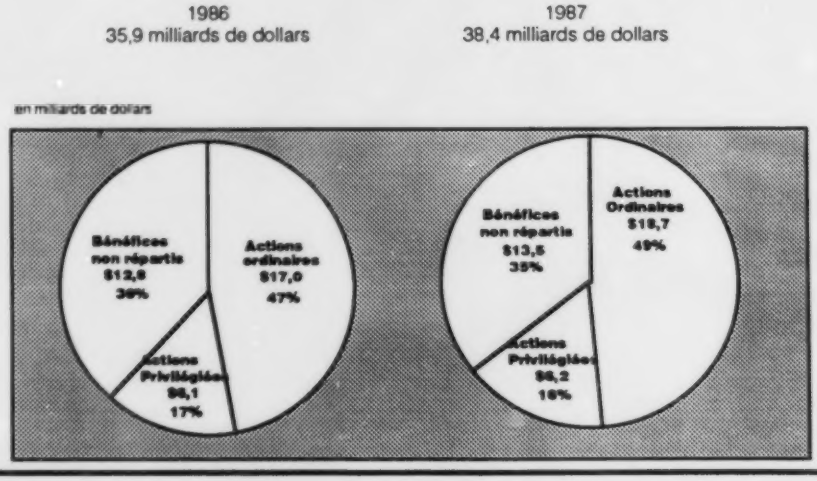
Graphique 11.
Composition de la dette à long terme de l'industrie



Avoir propre

L'avoir propre des actionnaires des sociétés pétrolières au Canada a augmenté de 7 % en 1987, soit une hausse de 2,4 milliards de dollars comparativement à 1986. Cette augmentation a été observée dans toutes les catégories; en effet les actions ordinaires se sont accrues de 1,7 milliard de dollars pour atteindre 18,7 milliards de dollars en 1987 par suite de nouvelles émissions réalisées par un certain nombre de sociétés sous contrôle canadien. Les bénéfices non répartis ont progressé de 705 millions pour s'établir à 13,5 milliards de dollars et les actions privilégiées, de 120 millions pour atteindre 6,2 milliards de dollars. Ces hausses ont eu pour effet de modifier la proportion des différentes composantes de l'avoir propre total: la part des actions ordinaires a augmenté de 2 points de pourcentage en 1987, alors que les autres composantes de la structure du capital global de l'industrie, les bénéfices non répartis et les actions priviligiées, ont subi une réduction correspondante de 1 point de pourcentage chacunes.

Graphique 12.
Composition de l'avoir propre de l'industrie



La prise de contrôle de Dome Petroleum par Amoco Canada, de l'Énergie Canterra Ltée par Husky Oil et l'achat partiel de Bow Valley Industries par British Gas ont eu les effets suivants en 1988, en comparaison de 1987, sur la composition de la dette et de l'avoir propre de l'industie du pétrole.

La comparaison des chiffres pour 1987 et 1988 révèle que bien que l'avoir propre des sociétés sous contrôle canadien et étranger subira des changements relativement peu importants, la dette à long terme variera sensiblement. La dette à long terme des sociétés sous contrôle canadien devrait diminuer de moitié et passer de 15,7 milliards à 7,5 milliards de dollars comparativement à celles des sociétés sous contrôle étranger, qui devrait plus que doubler pour passer de 7,3 milliards à 15,1 milliards de dollars.

En milliards de dollars	Sociétés sous contrôle canadien		Sociétés sous contrôle étranger	
		Proforma		Proforma
	1987	1988	1987	1988
Dette à long terme	15,7	7,5	7,3	15,1
Avoir propre total	19,8	20,7	18,6	20,3
Capital utilisé	**35,5**	**28,2**	**25,9**	**35,4**

6

Données relatives à l'impôt sur le revenu: 1987 et 1986

Revenu imposable et impôts sur le revenu exigibles

Le revenu imposable de l'industrie du pétrole est passé de 2,6 milliards de dollars, en 1986, à 3,9 milliards, en 1987, soit une augmentation de 52 %, attribuable au redressement partiel des prix du pétrole brut, après le rendement financier le plus faible de l'histoire récente de l'industrie pétrolière. Par conséquent, les impôts sur le revenu fédéral et provinciaux ont presque doublé en 1987, pour atteindre 1,3 milliard de dollars.

L'impôt fédéral exigible s'élevait à 1,2 milliard de dollars, soit une augmentation de 500 millions de dollars ou de 76 %. Cette augmentation aurait été encore plus importante n'eût été la réduction de la surtaxe, qui est passée de 5 % en 1986 à 3 % en 1987, et de la baisse du taux de l'impôt fédéral: il s'établit en effet, depuis le 1er juillet 1987, à 45 %, soit une réduction d'un point de pourcentage. Les impôts provinciaux exigibles ont augmenté à 170 millions de dollars en 1987, soit 150 millions de dollars de plus que les 20 millions de dollars perçus en 1986. L'augmentation du maximum annuel par société du crédit de l'impôt de l'Alberta au titre des redevances, qui a été porté de 2,8 millions de dollars à 3 millions de dollars en 1986, a contribué à empêcher le niveau de l'impôt provincial exigible d'augmenter davantage en 1987.

Tableau 16.
Revenu imposable et impôts sur le revenu exigibles en milliards de dollars

	1986	1987	Variation	%
Sociétés sous contrôle canadien				
Revenu imposable	**0,67**	**1,19**	**0,52**	**77**
Impôts sur le revenu exigibles:				
Fédéral	0,13	0,29	0,16	120
Provinciaux	– 0,07	– 0,04	0,03	–
Impôts sur le revenu exigibles	**0,06**	**0,25**	**0,19**	**284**
Sociétés sous contrôle étranger				
Revenu imposable	**1,87**	**2,70**	**0,83**	**44**
Impôts sur le revenu exigibles:				
Fédéral	0,52	0,86	0,34	65
Provinciaux	0,08	0,21	0,13	157
Impôts sur le revenu exigibles	**0,61**	**1,08**	**0,47**	**77**
Total – Industrie				
Revenu imposable	**2,55**	**3,89**	**1,34**	**52**
Impôts sur le revenu exigibles:				
Fédéral	0,65	1,15	0,50	76
Provinciaux	0,02	0,17	0,05	969
Total des impôts sur le revenu exigibles	**0,67**	**1,32**	**0,65**	**97**

Conciliation du revenu comptable et du revenu imposable

Le revenu comptable net de l'industrie pétrolière est passé de 1 milliard de dollars, en 1986, à 4,1 milliards de dollars en 1987, principalement grâce à l'amélioration relative des prix du pétrole brut et à l'élimination de la TRPG.

En 1987, les sociétés sous contrôle étranger ont déclaré des profits comptables de 3 milliards de dollars, comparativement à 1,7 milliard de dollars l'année précédente. Ces sociétés ont signalé des déductions comptables qu'il faut rajouter au montant de l'impôt, de 6,3 milliards de dollars, alors que les déductions aux fins de l'impôt atteignaient 5,8 milliards de dollars, comparativement à 4,7 milliards de dollars en 1986. Le revenu imposable des sociétés sous contrôle étranger s'établissait à 2,7 milliards de dollars en 1987, comparativement à 1,9 milliards de dollars l'année précédente.

En 1987, les sociétés sous contrôle canadien signalaient des profits comptables de 1,1 milliard de dollars après avoir indiqué des pertes comptables de 600 millions de dollars en 1986. Les dépenses comptables non admissibles et rajoutées au revenu ont chuté de 2 milliards de dollars pour s'établir à 7,4 milliards de dollars en 1987, en grande partie à cause de l'élimination de la TRPG, de la réduction de la dépréciation et de l'amortissement et de la diminution des autres additions (qui sont principalement le reflet de dividendes inter-sociétés). Les déductions aux fins de l'impôt ont augmenté légèrement pour s'établir à 5,7 milliards de dollars, alors que les dividendes imposables subissaient une chute marquée, passant de 2,5 milliards de dollars, en 1986, à 1,8 milliard de dollars. Conséquemment, le revenu imposable est passé de 700 millions de dollars, en 1986, à 1,2 milliard de dollars en 1987.

Tableau 17.
Conciliation du revenu comptable et du revenu imposable: 1987 et 1986 en milliards de dollars

	Total Industrie		Sociétés sous contrôle étranger		Sociétés sous contrôle canadien	
	1986	1987	1986	1987	1986	1987
Revenu comptable net	**1,0**	**4,1**	**1,7**	**3,0**	**– 0,6**	**1,1**
plus[a]:						
TRPG	0,5	–	0,2	–	0,3	–
Dépréciation et amortissement	2,9	2,5	1,2	1,3	1,6	1,2
Épuisement	1,5	1,6	0,3	0,4	1,3	1,3
Frais d'exploration et d'aménagment déjà engagés	0,9	0,6	0,7	0,6	0,2	–
Redevances de la Couronne non déductibles	2,2	2,4	1,1	1,4	1,1	1,0
Autres ajouts[b]	7,0	6,4	2,1	2,6	4,9	3,9
Total – Ajouts	**15,0**	**13,5**	**5,6**	**6,3**	**9,4**	**7,4**
Revenu avant déductions d'impôt	**16,0**	**17,6**	**7,3**	**9,3**	**8,8**	**8,5**
moins:						
Déduction pour amortissement	2,4	2,8	1,0	1,4	1,4	1,4
Déduction à l'égard des ressources	1,7	2,2	0,8	1,2	0,9	1,0
Frais d'exploration au Canada	1,2	1,1	0,9	0,7	0,3	0,4
Frais d'aménagement au Canada	1,0	1,0	0,4	0,5	0,6	0,5
Frais à l'égard de biens canadiens relatifs au pétrole et au gaz	0,4	0,5	0,1	0,2	0,2	0,2
Déduction pour épuisement gagné	0,2	0,3	0,1	0,2	0,1	0,1
Toutes autres déductions[b]	3,5	3,7	1,4	1,6	2,1	2,1
Total - Déductions	**10,4**	**11,6**	**4,7**	**5,8**	**5,6**	**5,7**
Revenu net aux fins d'impôt	**5,6**	**6,1**	**2,6**	**3,4**	**3,0**	**2,7**
moins:						
Pertes non associées au capital	0,7	0,7	0,1	0,4	0,6	0,4
Dividendes imposables	3,3	2,3	0,8	0,6	2,5	1,8
Autres déductions	0,2	0,1	–	0,1	0,1	–
plus:						
Pertes non associées au capital pour l'année en cours	1,1	0,9	0,2	0,3	0,9	0,6
Revenu imposable (Base d'imposition)	**2,5**	**3,9**	**1,9**	**2,7**	**0,7**	**1,2**
Impôt sur le revenu exigible	0,7	1,3	0,6	1,1	0,1	0,2
Réserves fiscales restantes	23,2	24,0	9,5	10,2	13,7	13,8
Pertes restantes non associées au capital	1,5	1,5	0,3	0,2	1,2	1,3

Nota:
(a) Les ajouts correspondent à des imputations non admissibles aux fins de l'impôt.
(b) L'Annexe B17 donne la ventilation détaillée de ces éléments.

Réserves fiscales restantes
Les réserves fiscales de l'industrie du pétrole[1] (Annexe A25) se chiffraient à 24 milliards de dollars à la fin de 1987, soit une augmentation de 800 millions de dollars, puisqu'elles étaient de 23,2 milliards de dollars au début de l'année. L'accroissement des réserves est en grande partie du aux achats d'actifs liés à la production du pétrole et du gaz qui ont entraîné, au chapitre des Frais cumulatifs à l'égard de biens canadiens relatifs au pétrole et au gaz (FCBCPG), une augmentation de 1,2 milliard de dollars pour s'établir à 4,7 milliards de dollars. Les réserves restantes au chapitre des Frais cumulatifs d'exploration au Canada (FCEC) ont augmenté de 165 millions de dollars pour se chiffrer à 2 milliards de dollars. De concert avec l'augmentation des FCBCPG les FCEC ont plus que compensé la baisse de 120 millions de dollars au chapitre des Frais cumulatifs d'aménagment au Canada (FCAC) et la réduction de 410 millions de dollars au chapitre des Déductions cumulatives pour amortissement (DCA).

Dépenses fiscales[2]
Le rétablissement partiel des prix du pétrole brut, en 1987, a entraîné une augmentation des profits liés aux ressources. Par conséquent, la déduction à l'égard des resources, qui représente 25 % des profits liés aux ressources, a augmenté de 23 %, passant de 1,7 milliard de dollars en 1986 à 2,2 milliards de dollars en 1987. La déduction à l'égard des ressources a pour but de compenser le fait que les redevances de la Couronne ne sont pas déductibles. En 1987, cette déduction correspondait à 90 % des paiements de redevances de la Couronne.

En 1987, les sociétés pétrolières ont réclamé 255 millions de dollars en déductions pour épuisement, soit une légère hausse par rapport aux 240 millions de dollars de 1986. Les dépenses d'exploration et d'aménagement reliées à l'exploitation du pétrole classique ne sont plus admissibles à la déduction pour épuisement gagné. Toutefois, comme on a ajouté 250 millions de dollars à la base de déduction pour épuisement gagné à cause de l'admissibilité des dépenses lieés aux sables bitumineux, aux projets de récupération assistés et aux usines de valorisation du pétrole lourd, le solde global pour 1987 est passé à un niveau légèrement supérieur à celui de 1986 (Annexes B17-20).

La valeur des crédits d'impôt à l'investissement a diminué de 85 millions de dollars, pour se chiffrer à 145 millions de dollars, en 1987. Par contre, le crédit d'impôt à l'exploration a grimpé de 10 millions à 20 millions de dollars, de 1986 à 1987.

(1) Les réserves fiscales sont des dépenses admissibles accumulées qui permettent de réduire le revenu imposable dans les années à venir.

(2) Le régime fiscal ne permet pas à l'industrie pétrolière de déduire certains coûts dans le calcul du revenu imposable. Toutefois, étant donné la nature particulière des activités d'exploration et de mise en valeur des ressources, l'industrie a droit à certains crédits qui ne s'appliquent pas nécessairement à d'autres secteurs de l'économie. Voici les plus importantes de ces dépenses fiscales: dégrèvement accéléré, déductions à l'égard des ressources, déductions pour épuisement et crédits d'impôt à l'investissement. Les Annexes B17 à B20 donne une liste des autres dépenses fiscales moins importantes. Pour plus de détails sur les dépenses fiscales, consultez la publication d'août 1985 du ministère des Finances intitulée "Compte du coût des mesures fiscales sélectives".

Tableau 18.
Aperçu des dépenses fiscales en milliards de dollars

	Total Industrie		Sociétés sous contrôle étranger		Sociétés sous contrôle canadien	
	1986	1987	1986	1987	1986	1987
Déductions à l'égard des ressources	**1,74**	**2,15**	**0,84**	**1,17**	**0,90**	**0,98**
Déductions pour épuisement	**0,24**	**0,25**	**0,14**	**0,17**	**0,10**	**0,08**
Crédits d'impôt à l'investissement	**0,23**	**0,15**	**0,18**	**0,11**	**0,05**	**0,04**
Pour mémoire: Redevances provinciales	2,28	2,40	1,17	1,38	1,11	1,02
En pourcentage Déductions pour ressources en pourcentage des redevances	76	90	72	85	81	96

Annexes

Annexe A Données supplémentaires

A1

Revue de l'année

1988

26 janvier
Le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources fait paraître une étude intitulée "L'accord de libre-échange Canada – États-Unis: Une appréciation", dans laquelle sont étudiées les répercussions macroéconomiques à long terme de l'Accord sur notre secteur énergétique, les garanties d'accès des exportateurs canadiens de produits énergétiques au marché américain, la disponibilité accrue du capital d'investissement pour les industries énergétiques canadiennes et la possibilité de mettre en oeuvre d'importants projets énergétiques au profit de la sécurité énergétique nationale.

28 janvier
Le Comité chargé d'organiser la 14e Conférence mondiale de l'énergie qui aura lieu à Montréal du 11 au 23 septembre 1989 a reçu une subvention du gouvernement du Canada au montant de 1 million de dollars.

Mars
Dans le deuxième numéro de l'Examen de l'activité consacré au gaz naturel, les auteurs concluent que les prix nationaux et les prix d'exportation pratiqués par les producteurs albertains se sont rapprochés pendant les 11 premiers mois couvrant la période de novembre 1986 à octobre 1987 alors que les prix nationaux et les prix d'exportation pour les ventes à long terme ont baissé. Les producteurs de Colombie-Britannique ont bénéficié pour leurs ventes au Canada des prix stables – légèrement plus élevés en moyenne pendant la deuxième partie de l'année 1986–1987 que pendant la première moitié. Le prix d'exportation du gaz en Colombie-Britannique pour les ventes à long terme et les services interruptifs a dépassé le niveau des prix nationaux et, dans l'année entière, les prix nationaux ont été inférieurs aux prix d'exportation.

13 avril
Par l'entremise d'une direction du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, l'Institut de géologie sédimentaire et pétrolière, de la Commission géologique du Canada, a publié, sous le titre "Ressources en pétrole classique de l'Ouest canadien (léger et moyen)", une étude sur l'existence possible de gisements additionnels de pétrole brut léger et moyen de 570 millions de mètres cubes dans le Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada. Selon les estimations, une forte proportion de ce pétrole serait économiquement récupérable.

3 mai
Le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources a annoncé la mise en oeuvre du Programme de stimulation de l'exploration au Canada (PSEC), qui fait partie du plan de financement par actions accréditives. Le Programme entrera en vigueur le 1er octobre 1988 pour l'exploration pétrolière et gazière et se poursuivra jusqu'à sa révision, le 31 décembre 1990, après quoi il pourra être renouvelé. Il injectera plus de 210 millions de dollars par an dans les industries minière, pétrolière et gazière et vise à faciliter le financement des jeunes sociétés d'exploration. Les sociétés admissibles pourront demander le remboursement de 30 % de leurs dépenses d'exploration jusqu'à un maximum de 10 millions de dollars par année.

18 juil.
Le Premier ministre du Canada et le Premier ministre de Terre-Neuve signaient un "énoncé de principe" avec le consortium Hibernia en vue de la mise en valeur des champs pétrolifères au large des côtes.

A1
(suite)

4 août
Le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, publiait la rapport du Comité consultatif de la confluence énergétique intitulé "Les Canadiens et l'énergie au seuil du XXI^{e} siècle".

2 sept.
Les gouvernements du Canada, d'Alberta et de la Saskatchewan signaient une entente formelle avec Husky Oil Ltd. pour financer, construire et exploiter une usine de valorisation du pétrole brut de 1 milliard de dollars située près de Lloydminster à la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan.

13 sept.
Le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources publiait le troisième Examen de l'activité concernant les prix intérieurs et à l'exportation du gaz naturel. Le rapport conclut que, de novembre 1987 à avril 1988, les consommateurs canadiens de gaz naturel au pays ont continué à profiter de prix inférieurs aux prix à l'exportation.

22 sept.
Les gouvernements du Canada et de la Colombie-Britannique s'entendaient sur une formule de financement qui permettra la construction d'un gazoduc pour l'acheminement du gaz naturel à plus de 20 localités de l'île de Vancouver et de la région côtière.

24 sept.
Les gouvernements du Canada et de l'Alberta ainsi que les membres de l'Other Six Leases Operation (OSLO) signaient un énoncé de principe en vue de la mise en valeur d'un projet intégré d'extraction des sables bitumineux de 4 milliards de dollars à environ 80 kilomètres au nord de Fort McMurray dans le nord-est de l'Alberta. Lorsqu'il sera terminé en 1996, le projet devrait produire 77 000 barils de pétrole (12 000 mètres cubes) par jour.

31 octobre
Le ministre de l'Énergie de l'Alberta annonçait le prolongement de l'exemption de trois ans du versement de redevances et du maintien des conditions actuelles du programme de crédits d'impôt au titre des redevances de la province.

A2 Résumé de l'offre et de la demande de pétrole[a] [b]

Premier semestre

	1987	1988	Variation
	en milliers de m³/jour		%
Production			
Pétrole brut	253	269	7
Liquides de gaz naturel[c]	40	44	10
Production totale	**293**	**313**	**7**
Exportations nettes[d]			
Pétrole brut	42	49	16
Liquides de gaz naturel	12	16	40
Produits raffinés	5	21	310
Total des exportations nettes	**59**	**86**	**46**
Consommation			
Liquides de gaz naturel	33	37	13
Produits raffinés	224	231	4
Total de la consommation	**257**	**268**	**5**

Nota :

(a) Les produits pétroliers comprennent le pétrole brut classique et brut synthétique ainsi que les liquides de gaz naturel (propane, butane et éthane) obtenus des installations de production et de retraitement du gaz. Les données sur la production, les exportations nettes et la consommation ne donnent pas un aperçu complet de l'équilibre entre l'offre et la demande, puisque la consommation de l'industrie elle-même et les variations de ses stocks ne sont pas comprises.

(b) Les chiffres représentent l'activité totale de l'industrie et proviennent de sources diverses:
Production – Statistique Canada (Catalogue 26-006)
Exportation nettes – Direction des approvisionnements en pétrole d'ÉMR
Consommation – Statistique Canada (Catalogue 45-004)

(c) Ne comprend pas la production des raffineries : 9,1 milliers de m³/j en 1988 et 8,0 milliers de m³/j en 1987.

(d) Les importations pétrolières brutes (y compris les arrivages prévus en vertu d'échanges) pour 1987 et 1988 ont atteint respectivement 56,500 m³/j et 68,300 m³/j (355,500 b/j et 429,800 b/j) ou 22% et 25% de la consommation intérieure au cours de ces périodes.

A3 Résumé de l'offre et de la demande de gaz naturel[a]

Premier semestre

	1987	1988	Variation
	en millions de m³/jour		%
Production			
Production nouvelle brute	308	358	16
moins :			
Fonds injectés, retraits et redressements	70	75	7
Offre nationale	238	283	19
moins :			
Consommation du producteur	28	31	11
Production commercialisable	**210**	**252**	**20**
Exportations nettes	**71**	**99**	**39**
Consommation[b]			
Utilisation à des fins énergétiques	136	153	11
Utilisation à des fins autres	11	13	17
Conversion en électricité et autres énergies	– 8	– 13	–
Total de la consommation	**139**	**153**	**10**
Exportations autorisées par l'ONE	**152**	**152**	**–**

Nota :

(a) Les chiffres représentent l'activité totale de l'industrie et proviennent de sources diverses:
Production – Statistique Canada (Catalogue 26-006)
Exportation nettes – Direction des approvisionnements en pétrole d'ÉMR
Consommation – Statistique Canada (Catalogue 45-004)

A4 **Prix du gaz naturel canadien de 1974 à 1988** en dollars par gigajoule

	Prix au départ du gisement, y compris les rentrées supplémentaires des exportations	Prix à la frontière de l'Alberta	Prix à Toronto	Ventes pondérées réalisées en Ontario	Marché de l'Ontario		
					Résidentiel	Commercial	Industriel
1974	–	0,28	0,55	0,83	1,26	0,94	0,64
1975	–	0,53	0,82	1,13	1,56	1,21	0,94
1976	0,98	0,84	1,24	1,61	2,04	1,69	1,40
1977	1,21	1,04	1,47	1,85	2,44	1,96	1,37
1978	1,44	1,28	1,77	2,14	2,74	2,22	1,90
1979	1,66	1,36	1,92	2,35	3,03	2,43	2,06
1980	2,30	1,61	2,23	2,69	3,43	2,73	2,36
1981	2,34	1,75	2,42	3,40[a]	4,24	3,41	3,03
1982	2,53	2,01	2,80	4,16[a]	4,93	4,12	3,70
1983	2,48	2,48	3,38	4,74[a]	5,72	4,78	4,15
1984	2,61	2,78	3,71	4,77	5,79	4,86	4,16
1985	2,47	2,80	3,76	4,76	5,83	4,89	4,13
1986[b]	2,32	2,80	3,78	4,71	6,09	4,86	4,03
1987							
janv.				4,56	5,33	4,48	3,84
fév.				4,63	5,45	4,61	3,76
mars				4,60	5,53	4,66	3,75
avril				4,54	5,69	4,69	3,72
mai				4,48	6,03	4,75	3,70
juin				4,31	6,53	4,84	3,61
juil.				4,37	6,71	4,86	3,66
août				4,27	6,89	4,86	3,57
sept.				4,28	6,73	4,77	3,57
oct.				4,40	5,94	4,75	3,59
nov.				4,53	5,70	4,69	3,68
déc.				4,60	5,59	4,67	3,71
Moyenne				4,46	6,01	4,72	3,68
1988							
janv.				4,63	5,48	4,64	3,69
fév.				4,57	5,49	4,62	3,53
mars				4,57	5,51	4,57	3,64
avril				4,38	5,53	4,58	3,32
mai				4,38	5,85	4,65	3,50
juin				4,08	6,01	4,29	3,45

Nota :

(a) L'augmentation de la moyenne des ventes réalisées de 1981 à 1983 traduit la mise en place de la taxe sur le gaz naturel et les liquides de gaz naturel.

(b) Une nouvelle entente sur le gaz naturel intervenue entre les gouvernements fédéral et provinciaux prévoyait la déréglementation des prix et des marchés du gaz naturel à compter du 1er novembre 1986. Il en résulte maintenant que le prix du gaz naturel sur le marché canadien est négocié entre les acheteurs et les vendeurs.

A5 Prix du pétrole brut canadien de 1979 à 1988

	Prix du brut classique à la tête de puits[a]		Redevance d'indemnisation pétrolière et autres redevances		Coût du pétrole brut excluant les frais de transport[b]		Coût d'acquisition pour les raffineurs à Montréal	
	$/b	$/m³	$/b	$/m³	$/b	$/m³	$/b	$/m³
1979								
1er janv.	12,75	80,23	0,33	2,08	13,08	2,31	14,13	88,92
1er juil.	13,75	86,53	0,33	2,08	14,08	88,61	15,13	95,21
1er sept.	13,75	86,53	0,50	3,15	14,25	89,68	15,30	96,28
1er nov.	13,75	86,53	0,85	5,35	14,60	91,88	15,65	98,49
1980								
1er janv.	14,75	92,83	0,85	5,35	15,60	98,18	16,65	104,78
1er août	16,75	105,41	1,75	11,01	18,50	116,42	19,73	124,16
1er nov.			2,55	16,04	19,30	121,45	20,53	129,20
1981								
1er janv.	17,75	111,70	5,05	31,77	22,80	143,47	24,07	151,47
1982								
1er janv.	23,50	147,89	7,45	46,89	30,95	194,78	32,54	204,77
1983								
1er janv.	29,75	187,22	4,91	30,89	34,66	218,11	35,79	225,25
1984								
10 nov.	29,75	187,22	7,69	48,39	37,44	235,61	39,44	248,21
1985								
1er juin	36,40	229,06					38,30	241,02
déc.	37,06	233,22					38,99	245,36
1986								
janv.	32,79	206,34					34,76	218,93
fév.	22,20	139,70					24,18	152,16
juil.	14,60	91,88					16,58	104,34
déc.	19,23	121,01					21,30	134,04
1987								
janv.	22,74	143,10					24,87	156,51
fév.	21,94	138,07					24,17	152,10
mars	20,36	128,13					22,48	141,47
avril	21,90	137,80					24,05	151,35
mai	23,13	145,56					25,28	159,09
juin	23,96	150,78					26,11	164,31
juil.	25,17	158,39					27,32	171,92
août	25,10	157,95					27,25	171,48
sept.	23,09	145,31					25,28	159,09
oct.	23,25	146,31					25,44	160,09
nov.	23,09	145,31					25,28	159,09
déc.	20,95	131,84					23,14	145,62
1988								
janv.	19,44	122,34					21,60	135,93
fév.	19,02	119,69					21,17	133,22
mars	17,67	111,20					19,81	124,66
avril	19,10	120,20					21,23	133,60
mai	19,43	122,27					21,56	135,68
juin	18,43	115,98					20,55	129,32
juil.	16,20	101,95					18,32	115,29

Nota :

(a) À partir du 1er juin 1985 (par suite de la déréglementation), le prix à la tête de puits, figurant sur ce tableau, a été calculé à partir du prix d'achat à Edmonton, moins les frais de collecte évalués à environ 3,90$/m³ (62 cents le baril).

(b) Les frais de collecte et de transport, ainsi que les frais exigibles, constituent la différence entre le prix à la tête de puits et le coût d'acquisition pour les raffineurs, à Montréal. Ces frais se sont chiffrés à 13,34$/m³ (2,12$/b) le 1er juin 1988.

A6 Moyenne des coûts d'acquisition du pétrole brut aux raffineries, par région en dollars par mètre cube[1]

	Colombie-Britannique	Prairies	Ontario	Québec[2]	Région de l'Atlantique[2]	Total Canada
1985						
déc.	241,96	234,47	241,77	244,48	252,60	242,10
1986						
janv.	225,22	210,50	234,03	242,48	246,43	230,49
fév.	174,94	144,86	207,92	218,90	218,24	193,64
juil.	105,72	95,28	116,99	108,92	102,45	106,79
déc.	127,24	126,42	128,82	132,35	132,59	128,97
1987						
janv.	137,44	146,44	134,34	140,90	145,24	140,15
avril	144,48	140,71	146,69	151,60	154,80	148,78
juil.	158,14	160,84	162,40	164,21	163,55	161,66
oct.	155,37	150,46	157,41	155,23	154,80	154,56
1988						
janv.	140,84	125,60	141,49	141,51	143,73	138,01
fév.	133,92	123,34	134,14	136,80	139,70	131,96
mars	123,91	114,66	128,33	127,56	126,62	124,10
avril	124,29	124,22	124,86	123,18	125,67	124,35
mai	126,80	127,06	127,72	126,16	126,49	127,06
juin	127,37	116,23	128,66	125,32	122,59	124,10
juil.	123,72	105,92	122,02	117,99	115,61	116,11
août	116,46	107,30	116,50	118,09	117,99	114,27

(1) La variation de la moyenne des coûts d'acquisition aux raffineries par région est attribuable à des différences de qualité et au temps écoulé entre l'achat comme tel et les dates de livraison. En estimant à six semaines le délai de livraison d'Edmonton à Montréal, les réceptions d'un mois donné, à Montréal, sont le résultat des achats de brut effectués au cours des deux mois précédents.

(2) Les moyennes exactes du coût d'importation du pétrole brut ne sont pas disponibles pour le Québec et la région de l'Atlantique, en raison de leur caractère confidentiel. On a donc utilisé la moyenne des coûts d'importation de l'ensemble de l'Est canadien pour le calcul des moyennes régionales du Québec et de la région de l'Atlantique.

A7 Moyenne des coûts de transport du pétrole brut à partir d'Edmonton en dollars par mètre cube[1]

	Vancouver	Regina	Sarnia	Toronto	Montréal
1985					
déc.	5,10	1,45	6,98	7,43	8,50
1986					
janv.-juil.	5,10	1,64	7,17	7,61	8,81
août	5,10	1,65	7,17	7,61	8,87
sept.-oct.	5,10	1,80	7,42	7,92	9,25
nov.-déc.	4,47	1,80	7,42	7,92	9,25
1987					
janv.	4,47	1,95	7,68	8,24	9,75
avril	4,47	1,95	7,49	8,04	9,56
juil.	4,47	1,95	7,55	8,12	9,63
oct.	4,69	2,07	7,68	8,30	9,82
1988					
janv.	6,29	2,05	7,55	8,12	9,63
fév.	6,29	2,05	7,48	8,12	9,63
mars	6,29	2,05	7,42	8,04	9,56
avril	6,29	2,05	7,42	8,04	9,56
mai	6,29	2,05	7,42	8,04	9,56
juin	6,29	2,05	7,36	7,98	9,48
juil.	6,29	2,05	7,32	7,94	9,44
août	5,78	2,05	7,38	8,00	9,50

Source :
Énergie, Mines et Ressources Canada, Direction du pétrole

(1) Comprend les tarifs des pipe-lines et les pertes inhérentes aux pipe-lines, mais ne comprend pas les frais de transport par camion.

A8 **Coût d'acquisition et prix des produits au Canada** en cents par litre

	Revenu moyen par unité en fonction des ventes totales de produits pétroliers[1]	Coût moyen d'acquisition pour les raffineries (unité) (délai de 60 jours)[2]	Différence (pour couvrir les frais et les bénéfices du raffinage et de la commercialisation, la marge bénéficiaire du détaillant, la TFV et la TFA)
1985			
déc.	33,74	24,47	10,27
1986			
janv.	34,37	23,09	11,26
fév.	34,25	23,06	11,19
mars	31,82	23,05	8,77
avril	27,93	19,36	8,57
mai	25,82	14,53	11,29
juin	25,72	11,73	13,99
juil.	24,91	11,73	13,18
août	23,91	11,78	12,13
sept.	23,84	10,68	13,16
oct.	23,71	11,10	12,61
nov.	23,58	12,03	11,55
déc.	23,34	12,50	10,84
1987			
janv.	22,74	12,48	10,26
fév.	23,86	12,90	10,96
mars	24,08	14,02	10,06
avril	24,20	14,77	9,43
mai	23,38	14,32	9,06
juin	24,34	14,68	9,66
juil.	24,54	15,00	9,54
août	24,79	15,49	9,30
sept.	25,14	16,17	8,97
oct	24,65	16,44	8,21
nov.	25,00	15,89	9,11
déc.	24,99	15,45	9,54
1988			
janv.	24,43	15,46	8,97
fév.	23,98	14,69	9,29
mars	23,63	13,80	9,83
avril	23,31	13,20	10,11
mai	22,88	12,41	10,47
juin	22,62	12,43	10,19

Sources :
(1) Statistique Canada, Division des prix
(2) Énergie, Mines et Ressources, Direction du pétrole.

A9 Moyenne des prix nets de certains produits et catégories commerciales importants, par région en cents par litre[1]

Premier semestre

	1987	1988	Variation[2] %
Essence ordinaire sans plomb – vente au détail de produits de marques			
Région de l'Atlantique	29,9	29,7	– 0,6
Québec	29,7	29,6	– 0,4
Ontario	26,0	26,2	0,7
Prairies	28,4	25,6	– 9,8
Région du Pacifique	28,0	26,6	– 5,0
Total – Canada	27,8	27,3	– 1,7
Carburant diesel – catégories commerciale et industrielle			
Région de l'Atlantique	21,4	21,5	0,4
Québec	20,9	20,1	– 3,7
Ontario	20,5	20,7	0,9
Prairies	20,4	20,1	– 1,3
Région du Pacifique	21,1	21,9	3,7
Total – Canada	20,7	20,7	–
Mazout léger – vente au détail de produits de marque			
Région de l'Atlantique	26,9	27,5	2,2
Québec	24,5	26,5	8,1
Ontario	28,1	29,9	6,4
Pacific	27,2	29,7	9,0
Total – Canada	26,7	28,4	6,2
Mazout lourd # 6 – toutes les catégories commerciales			
Région de l'Atlantique	13,4	11,4	– 15,0
Québec	12,7	10,5	– 17,3
Ontario	11,5	11,4	– 0,7
Région du Pacifique	12,2	10,1	– 17,1
Total – Canada	12,5	10,7	– 14,4
Total des produits pétroliers[3] – toutes les catégories commerciales			
Région de l'Atlantique	22,7	23,2	– 2,2
Québec	22,9	22,3	– 2,5
Ontario	23,9	23,2	– 3,0
Prairies	24,3	23,6	– 2,7
Région du Pacifique	24,4	23,9	– 2,1
Total – Canada	23,7	23,4	– 1,3

Source :
Statistique Canada, Division des prix

---

(1) Les moyennes pondérées des prix figurant sur ce tableau sont calculées à partir des données sur les volumes et le revenu des ventes provenant d'une étude menée auprès des grandes raffineries et concernant un large éventail de produits et de classes commerciales spécifiques. Les taxes provinciales sur les carburants, les taxes d'accise et de vente fédérales et les marges bénéficiaires des détaillants ont été déduites des prix.

(2) Il s'agit des changements dans les prix nets par rapport à la même période de l'année précédente.

(3) Il s'agit de la somme des produits pétroliers de l'échantillon de l'étude de Statistique Canada.

A10 Prix de certains produits pétroliers importants vendus à des revendeurs privés

Premier semestre

	1987		1988	
	Prix cents le litre	Part du marché[1] %	Prix cents le litre	Part du marché[1] %
Essence super sans plomb				
Québec	24,0	10,5	21,4	9,4
Ontario	23,1	11,1	21,6	10,7
Prairies	23,7	5,6	19,3	4,4
Essence ordinaire sans plomb				
Québec	22,9	11,5	19,8	10,9
Ontario	22,1	19,8	19,9	20,1
Prairies	21,6	12,6	20,4	9,4
Essence ordinaire				
Québec	20,4	19,1	18,5	18,8
Ontario	20,3	24,1	19,2	25,4
Prairies	20,7	14,9	18,5	12,4
Carburant diesel				
Québec	19,1	16,2	18,3	15,2
Ontario	19,1	9,3	18,6	12,9
Mazout léger				
Québec	18,1	30,7	18,3	31,1
Ontario	17,9	32,4	19,1	28,8
Pacifique	23,4	10,2	23,2	15,2

Source :
Statistique Canada, Division des prix

(1) Estimation de la part du marché des ventes des raffineries déclarantes, à l'exception des importations.

A11 Volumes des ventes de produits pétroliers – raffineries et distributeurs

en millions de mètres cubes
Premier semestre

	Nationales			Régionales			Total		
	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %
Produits propres	23,7	23,7	–	9,1	9,0	–	32,8	32,7	–
Produits lourds et spécialisés	5,2	5,3	1	1,7	2,0	20	6,9	7,3	6
Total des ventes	**28,9**	**29,0**	**–**	**10,7**	**11,0**	**3**	**39,7**	**40,0**	**1**
moins:									
Exportations	1,7	1,6	–1	1,2	0,9	–2	2,9	2,5	–14
Ventes brutes au Canada	**27,2**	**27,4**	**–1**	**9,5**	**10,1**	**5**	**36,7**	**37,5**	**2**
moins:									
Ventes à d'autres raffineries	0,9	1,0	14	0,1	0,1	85	1,0	1,2	19
Ventes nettes au Canada	**26,3**	**26,4**	**–**	**9,5**	**9,9**	**5**	**35,7**	**36,3**	**2**

A12 **Bénéfices nets par secteur d'activité et par segment** en millions de dollars

Premier semestre

	1987	1988	Variation	%
Sociétés sous contrôle canadien				
Amont	320	290	– 30	– 9
Aval	137	175	38	28
Autres activités au Canada	137	45	– 92	– 67
Activités à l'étranger	8	8	–	6
Total, sociétés sous contrôle canadien	**601**	**518**	**– 83**	**– 14**
Sociétés sous contrôle étranger				
Amont	792	233	– 559	– 71
Aval	331	415	84	25
Autres activités au Canada	3	25	22	763
Activités à l'étranger	67	85	18	28
Total, sociétés sous contrôle étranger	**1 193**	**758**	**– 435**	**– 36**
Total, industrie				
Amont	1 112	523	– 589	– 53
Aval	468	590	122	26
Autres activités au Canada	140	70	– 70	– 50
Activités à l'étranger	74	93	19	26
Grand total	**1 794**	**1 276**	**– 518**	**– 29**

A13 **Taux de rendement : industrie pétrolière canadienne** en pourcentage

	1983	1984	1985	1986	Premier semestre 1987	Premier semestre 1988	Moyenne de cinq ans se terminant en 1987	Moyenne de cinq ans se terminant en 1988
De la moyenne du capital utilisé								
Amont								
Sociétés sous contrôle canadien	4,5	6,2	5,1	– 3,8	4,4	3,7	3,3	3,1
Sociétés sous contrôle étranger	14,0	11,4	9,5	3,8	8,6	4,6	9,4	7,6
Total de l'industrie	8,1	8,4	6,9	– 0,8	6,0	4,1	5,7	4,9
Aval[a]								
Sociétés sous contrôle canadien	– 2,4	3,9	– 1,8	5,9	3,4	4,4	1,8	3,2
Sociétés sous contrôle étranger	0,8	4,0	3,2	7,5	9,7	7,4	5,0	6,4
Total de l'industrie*	– 0,1	4,0	1,4	6,8	6,5	6,2	3,7	5,0
Total des activités[b]								
Sociétés sous contrôle canadien	2,2	6,1	3,9	– 4,2	4,8	4,4	2,5	3,0
Sociétés sous contrôle étranger	8,2	8,3	7,2	4,4	8,4	6,0	7,3	6,8
Total de l'industrie	4,9	7,1	5,2	– 0,8	6,3	5,3	4,5	4,6
*Memo: Raffineurs nationaux/Comm.	– 1,1	3,3	0,8	6,6	6,6	5,4	3,2	4,5
Raffineurs régionaux/Comm.	3,3	6,2	2,8	7,4	6,3	8,3	5,2	6,2
De la moyenne de l'avoir propre								
Activités au Canada								
Sociétés sous contrôle canadien	– 2,0	5,9	3,5	– 14,5	5,3	5,2	– 0,4	1,1
Sociétés sous contrôle étranger	11,9	12,7	11,1	5,9	12,6	7,4	10,8	9,9
Total de l'industrie	5,2	9,5	7,1	– 4,3	8,9	6,2	5,2	5,4
Total des activités[b]								
Sociétés sous contrôle canadien	– 3,2	6,6	3,6	– 18,4	5,3	5,2	– 1,2	0,5
Sociétés sous contrôle étranger	11,9	12,7	11,0	5,9	12,6	7,9	10,8	10,0
Total de l'industrie	4,6	9,8	7,1	– 7,1	8,8	6,5	4,6	5,0

Nota :

(a) Dans le présent tableau, le terme aval désigne uniquement les activités liées aux produits pétroliers, c.-à-d. qu'il exclut les activités pétrochimiques et les autres activités aval.

(b) Activités amont, aval (comprenant aussi les activités pétrochimiques et les autres activités aval), autres activités au Canada et à l'étranger.

A14 Taux de rendement : Industrie pétrolière et autres industries

en pourcentage[a]

	1983	1984	1985	1986	Premier semestre 1987	Premier semestre 1988	Moyenne de cinq ans se terminant en 1987	Moyenne de cinq ans se terminant en 1988
Rendement de l'avoir propre des actionnaires[b]								
Industrie pétrolière	5,0	9,9	9,3	– 5,9	10,0	7,9	6,0	6,0
Autres industries non financières	8,9	10,8	9,7	9,6	10,6	13,0	9,1	10,4
Secteur manufacturier	9,5	12,1	10,2	10,5	12,4	17,4	9,8	12,0
Secteur minier	1,6	2,2	0,7	1,2	5,2	9,9	1,5	3,5
Autres industries	10,0	11,5	11,3	10,5	9,9	9,0	10,3	10,3
Rendement du capital utilisé[c]								
Industrie pétrolière	4,7	7,2	6,7	– 0,5	6,9	6,0	5,3	5,2
Autres industries non financières	7,1	8,2	7,6	7,4	8,0	9,1	7,3	7,9
Secteur manufacturier	8,0	9,7	8,4	8,5	9,6	12,4	8,1	9,4
Secteur minier	1,9	3,4	1,9	2,2	5,0	7,7	3,1	3,7
Autres industries	7,3	8,0	7,9	7,5	7,2	6,5	7,5	7,4

Source :
Statistique Canada 61-033, Trimestriel des sociétés industrielles.

Nota :
(a) Les renseignements au tableau 3 sont basés sur les données de l'ASSP, telles que présentées à l'annexe A14.
(b) Le rendement de l'avoir des actionnaires se définit comme le profit net après impôt et frais extraordinaires, divisé par la valeur comptable moyenne. Il sert à mesurer le rendement des investissements des actionnaires (capital libéré des actionnaires et bénéfices non répartis). Cette mesure sert souvent à comparer le rendement de sociétés de type et de taille différents.
(c) Le capital utilisé se définit comme étant l'actif total moins le passif courant. Les chiffres des bénéfices nets utilisés pour calculer le taux de rendement du capital utilisé ont été ajustés en additionnant l'intérêt versé après impôt sur les emprunts.

A15 Taux de réinvestissement en pourcentage

	Total[a] 1987	Total[a] 1988	En amont[b] 1987	En amont[b] 1988	En amont[c] et en aval 1987	En amont[c] et en aval 1988
Sociétés intégrées et raffineurs	40	64	53	93	42	65
Sociétés pétrolières et gazières						
Grands producteurs	71	101	59	100	60	97
Petits producteurs	101	154	89	145	102	174
Total, sociétés pétrolières et gazières	81	119	68	113	72	120
Total, industrie	**61**	**93**	**62**	**107**	**57**	**93**
Sous contrôle canadien	72	104	64	109	65	106
Sous contrôle étranger	54	85	61	105	53	84

Nota :
(a) Total des dépenses en capital (sans tenir compte des subventions d'encouragement et autres) exprimées en pourcentage du total des ressources d'autofinancement. Les calculs ne tiennent pas compte de l'évolution des stocks. Si ces derniers avaient été inclus, le taux de réinvestissement aurait été de 84% au premier semestre de 1988 contre 66 % en 1987.
(b) Dépenses en capital dans le secteur amont (sans tenir compte des subventions d'encouragement) au Canada, exprimées en pourcentage des ressources d'autofinancement amont.
(c) Dépenses en capital amont et aval nettes ('liées au pétrole') et effectuées au Canada, exprimées en pourcentage des ressources d'autofinancement découlant des activités liées au pétrole.

A16 Dépenses d'exploration brutes au Canada, par région en millions de dollars

Premier semestre

	1987	1988	Variation %
Terres provinciales			
Colombie-Britannique	62	121	94
Alberta	866	1 127	30
Saskatchewan	59	87	48
Autres provinces	6	8	34
Total, terres provinciales	**993**	**1 343**	**35**
Terres du Canada			
Mer de Beaufort	20	123	526
Est du Labrador	77	91	17
Secteur sud du plateau de l'Atlantique	24	46	95
Autres terres du Canada	28	21	– 24
Total, terres du Canada	**149**	**281**	**89**
Total, Canada	**1 142**	**1 624**	**42**

A17 Subventions d'encouragement par région et par type de dépenses

en millions de dollars

Premier semestre

	Exploration	Mise en valeur et production	Total	Sous contrôle canadien	Sous contrôle étranger
Colombie-Britannique					
1987	–	–	–	–	–
1988	4	5	9	3	6
Alberta					
1987	24	9	33	19	14
1988	64	54	117	62	55
Saskatchewan					
1987	2	2	4	4	–
1988	5	10	15	12	3
Autres provinces					
1987	1	–	1	–	1
1988	3	1	3	1	2
Mer de Beaufort					
1987	7	–	7	6	1
1988	– 1	–	– 1	– 2	–
Est du Labrador					
1987	32	–	32	8	24
1988	2	–	2	–	2
Secteur sud du plateau de l'Atlantique					
1987	3	–	3	2	1
1988	6	–	6	5	–
Autres terres du Canada					
1987	15	–	15	14	1
1988	–	–	–	–	–
Total					
1987	85	11	96	54	42
1988	82	69	152	82	70

Nota :
Les subventions du PESP étaient des subventions versées aux entreprises admissibles pour la réalisation de travaux d'exploration, de mise en valeur et de production au Canada. Le gouvernement de l'Alberta administrait et versait les subventions relatives aux activités exécutées dans la province, et le gouvernement du Canada administrait et finançait le Programme dans le reste du Canada.

A18 Puits achevés et mètres de forage au Canada

Premier semestre

	Puits d'exploration			Puits de mise en valeur		
	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %
Puits achevés en nombre de puits						
Colombie-Britannique	35	51	45	31	67	116
Alberta	816	1 222	50	1 068	2 013	88
Saskatchewan	104	297	185	229	752	228
Autres provinces	18	44	144	38	48	26
Nord du Canada[a]	3	5	67	14	7	– 50
Zones extracôtières[b]	3	1	– 67	–	–	–
Total	**979**	**1 620**	**65**	**1 380**	**2 887**	**109**
Mètres de forage en milliers						
Colombie-Britannique	72	102	42	52	110	112
Alberta	1 308	1 767	35	1 345	2 103	56
Saskatchewan	114	282	147	217	675	211
Autres provinces	12	33	175	24	47	96
Nord du Canada[a]	9	11	22	12	10	– 17
Zones extracôtières[b]	12	4	– 67	–	–	–
Total	**1 527**	**2 199**	**44**	**1 650**	**2 945**	**79**

Source :
Oilweek, 18 juillet, 1988

Nota :
(a) Tout le territoire candien situé au nord du 60º parallèlle, y compris la baie d'Hudson.
(b) Les régions situées au large des côtes Est et Ouest.

A19 Comparaison des frais d'intérêt au revenu avant impôts: 1988

en millions de dollars[a]
Premier semestre

	(1) Revenu avant intérêts et impôts	(2) Frais d'intérêt subis	(3) Taux des frais d'intérêt fois
Sociétés intégrées et raffineurs	1 677	216	7,8
Sociétés pétrolières et gazières			
Grandes sociétés	1 176	613	1,9
Petites sociétés	392	288	1,4
Total, sociétés pétrolières et gazières	1 569	900	1,7
Total, industrie	**3 246**	**1 116**[b]	**2,9**
Sous contrôle canadien	1 143	389	2,9
Sous contrôle étranger	2 102	727	2,9

Nota :
(a) Les données de la colonne 1 représentent le total du revenu de l'ensemble des activités avant impôts et paiement d'intérêts, alors que la colonne 2 montre le total des frais d'intérêt subis (versés et capitalisés). La colonne 3 indique le rapport de la colonne 1 à la colonne 2.
(b) En plus de 1,1 milliard de dollars de frais d'intérêt versés au premier semestre de 1988, il y a eu capitalisation de 45 millions de dollars (presque entièrement par des sociétés sous contrôle canadien).

A20 Paiements de dividendes
Premier semestre

	1987	1988	1987	1988
	en millions de dollars		en pourcentage du bénéfice net(a)	
Sociétés intégrées et raffineurs	374	338	39	39
Sociétés pétrolières et gazières				
Grands producteurs	292	280	39	94
Petits producteurs	68	63	74	54
Total, sociétés pétrolières et gazières	360	343	43	83
Total, industrie	**734**	**681**	**41**	**53**
Sous contrôle canadien	250	240	42	46
Sous contrôle étranger	484	441	41	58

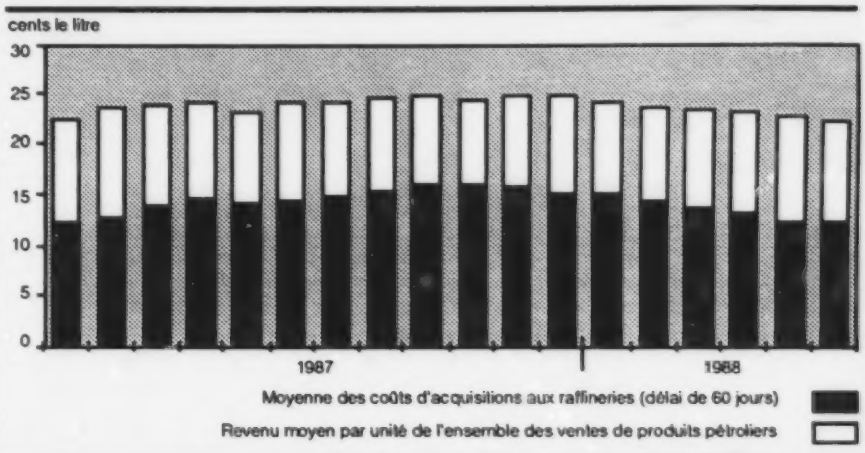
Nota :
(a) Obtenu en divisant les dividendes, payés par le groupe de sociétés, par leur bénéfice net tiré de l'ensemble de leurs activités (annexes B1 à B7).

A21 État des revenus et dépenses de 1979 à 1988 Premier semestre
en pourcentage des revenus

	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	Premier semestre 1987	1988
Amont										
Revenu	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Redevances et autres paiements	31	31	29	27	25	24	23	18	17	16
TRPG et autres taxes	–	–	6	9	8	8	7	3	–	–
Frais d'intérêt	s/o	s/o	6	7	6	6	6	10	9	9
Frais d'exploitation et autres éléments de caisse	20	21	21	20	18	18	20	33	29	35
Impôt courant sur le revenu	8	6	8	9	11	11	11	5	6	3
Ressources d'autofinancement	40	42	30	28	31	32	34	31	38	36
Dépréciation, épuisement et amortissement	7	8	8	8	12	10	11	23	21	25
Autres frais hors caisse	8	9	8	5	4	3	3	6	4	2
Impôt reporté sur le revenu	6	7	5	5	5	7	6	–	2	3
Gains extraordinaires	–	–	–	–	–	–	-3	-12	1	–
Bénéfices nets	19	18	10	10	11	12	10	-11	12	6
Aval										
Revenu	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
TRPG et autres taxes	5	7	6	6	6	6	7	11	14	17
Coût des marchandises vendues	71	69	75	80	83	80	79	68	64	59
Frais d'intérêt	s/o	s/o	1	1	1	1	1	–	–	–
Frais d'exploitation et autres éléments de caisse	13	11	9	10	10	9	10	13	13	13
Impôt courant sur le revenu	2	4	3	-1	-1	–	–	2	2	3
Ressources d'autofinancement	9	9	7	4	2	3	3	6	6	7
Dépréciation, épuisement et amortissement	2	2	1	2	2	2	2	3	3	3
Autres frais hors caisse	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Impôt reporté sur le revenu	2	1	1	1	1	–	–	–	–	–
Gains extraordinaires	–	–	–	–	–	–	–	-1	–	–
Bénéfices nets	5	6	4	1	–	1	1	3	3	4

A22

Coûts canadiens des acquisitions de pétrole brut contre les prix des produits pétroliers
Premier semestre



Pendant le premier semestre de 1988, la différence entre le prix moyen des produits raffinés (taxe provinciale de vente exclue) et les coûts moyens d'acquisition du pétrole brut pour les raffineurs s'établit entre 9 cents et 10,5 cents le litre. Pour la période correspondante en 1987 les résultats sont légèrement supérieurs variant de 9,1 cents à 11 cents le litre.

A23

Mouvements internationaux de trésorerie en – 1987 en millions de dollars

	Compte courant				Compte de capital			
	Intérêt	Dividendes	Paiements de service	Total	Direct	Autres	Total	Total Global
Transactions internationales liées aux investissements à long terme au Canada								
Sous contrôle canadien	– 415	– 102	– 21	– 538	–	– 285	– 285	– 823
Sous controle étranger	– 295	– 587	– 194	– 1076	506	1336	1842	766
Entrées (sorties)	**– 710**	**– 689**	**– 215**	**– 1615**	**506**	**1051**	**1557**	**–57**
Transactions internationales liées aux investissements à long terme à l'étranger								
Sous contrôle canadien	27	170	53	250	116	44	160	410
Sous contrôle étranger	7	4	38	49	– 33	–	– 33	16
Entrées (sorties)	**34**	**174**	**91**	**298**	**83**	**44**	**127**	**426**
Total								
Sous contrôle canadien	–388	68	32	– 288	116	– 241	– 125	– 413
Sous contrôle étranger	– 288	– 583	– 156	– 1027	473	1336	1809	782
Entrées (sorties)	**– 676**	**– 515**	**– 124**	**– 1315**	**589**	**1094**	**1684**	**369**
Transactions internationales liées aux investissements à court terme								
Sous contrôle canadien					7	– 180	– 173	– 173
Sous contrôle étranger					352	234	586	586
Entrées (sorties)					**359**	**54**	**413**	**413**

Nota:
Les transactions directes sont celles qui sont effectuées entre des sociétés (lien de dépendance).

A24 Capital utilisé, par élément de capital en millions de dollars

	1986			1987		
	Sociétés sous contrôle canadien	Sociétés sous contrôle étranger	Total	Sociétés sous contrôle canadien	Sociétés sous contrôle étranger	Total
Dette à Long Terme						
Obligations, obligations garanties, etc.	4800	1822	6621	4299	2249	6549
Part des sociétés-mères	465	1208	1673	264	1675	1939
Prêts bancaires	11567	3739	15307	9173	3032	12205
Autres	1843	230	2073	1959	310	2268
Total – dette à long terme	**18675**	**6999**	**25674**	**15695**	**7266**	**22961**
Avoir propre						
Actions privilégiées	5284	838	6122	5703	537	6240
Actions ordinaires						
Valeur	10292	3895	14187	11949	3765	15714
Bénéfices non distribués	621	12206	12827	192	13341	13533
Surplus d'apport	2122	831	2953	1989	984	2973
Valeur totale de l'avoir propre	**18319**	**17770**	**36089**	**19833**	**18627**	**38460**
Total – capital utilisé	**36993**	**24770**	**61763**	**35528**	**25893**	**61421**
Participation minoritaire	**107**	**270**	**377**	**66**	**296**	**362**
Dette à long terme selon le taux d'intérêt						
Taux fixe	5651	4239	9891	4864	4172	9036
Fluctuant (préférentiel ou libor)	13023	2760	15783	10831	3095	13926
– en pourcentage du total	*69,7*	*39,4*	*61,5*	*69,0*	*42,6*	*60,7*

A25 Déductions de l'année en cours et réserves fiscales restantes[1] en millions de dollars

	Sous contrôle canadien			Sous contrôle étranger		
	Déductions	Solde restante	Taux d'utilisation[2] %	Déductions	Solde restante	Taux d'utilisation[2] %
1986						
DPA	1445	6481	18	968	4832	17
FEC	321	1126	22	890	735	55
FAC	556	1743	24	426	1219	26
DEG	104	980	10	135	938	13
FBCPG	234	1901	10	117	1616	7
FEAE	54	563	9	15	45	25
Total	**2730**	**13690**	**17**	**2560**	**9525**	**21**
1987						
DPA	1405	5892	19	1452	5012	22
FEC	431	1459	23	698	565	55
FAC	535	1694	24	495	1151	30
DEG	89	982	8	166	936	15
FBCPG	235	2364	9	224	2336	9
FEAE	65	532	10	11	73	13
Total	**2760**	**13824**	**17**	**3050**	**10184**	**23**

(1) Abbréviations:
DPA = Déductions pour amortissement
FEC = Frais d'exploration au Canada
FAC = Frais d'aménagement au Canada
DEG = Déduction pour épuisement gagné
FBCPG = Frais à l'égard de biens canadiens relatifs au pétrole et au gaz
FEAE = Frais d'exploration et d'aménagement à l'étranger
Les totaux comprennent les autres catégories fiscales qui ne sont pas précisées séparément.

(2) Le taux d'utilisation est le taux des déductions par rapport aux soldes avant déductions.

Annexe B
Ensemble des résultats de l'examen

B1

État des revenus et dépenses – toutes activités en millions de dollars
Ensemble de l'industrie
Premier semestre

	Activités amont			Activités aval			Autres activités			Activités étrangères			Total des activités		
	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %
Recettes totales	8607	8335	-3,2	12993	13519	4,0	1325	1380	4,1	719	654	– 9,1	23644	23887	1,0
Redevances et autres paiements	1421	1369	– 3,7	0	0	–	0	0	–	0	0	–	1421	1369	– 3,7
TRPG et autres taxes	0	0	–	1931	2272	17,7	10	5	– 53,1	42	39	– 6,9	1983	2316	16,8
Recettes nettes après redevances	7185	6966	– 3,1	11062	11247	1,7	1315	1375	4,5	677	615	– 9,3	20240	20203	– 0,2
Coût des biens vendus	0	0	–	8155	8034	– 1,5	615	434	– 29,5	178	135	– 24,4	8949	8603	– 3,9
Frais d'intérêt	789	752	– 4,7	46	40	– 11,3	395	265	– 32,8	23	13	– 43,1	1252	1070	– 14,5
Frais d'exploitation	2247	2538	12,9	1610	1783	10,8	299	427	42,7	155	155	0,5	4311	4903	13,7
Frais de recherche (excluant sables)	24	30	24,9	19	21	7,7	1	0	– 91,2	0	1	178,8	45	52	15,4
Autres frais	241	383	59,0	12	17	41,3	64	96	49,9	34	26	– 24,7	351	522	48,6
Frais de R-D des sables pétrolifères	6	11	103,0	0	0	–	0	0	–	0	0	–	6	11	103,0
Dépenses E&M	331	442	33,5	0	0	–	13	22	72,7	2	16	–	346	480	38,7
Dépréciation	465	532	14,4	359	367	2,3	96	101	5,4	14	35	156,1	933	1035	10,9
Épuisement	899	1018	13,3	0	0	–	8	8	1,1	170	132	– 22,2	1077	1159	7,6
Sommes radiées et amortissement	175	261	48,7	22	8	– 64,7	– 166	– 38	–	– 19	– 38	–	12	193	–
Frais non-monétaires et E&M	1876	2265	20,7	381	375	– 1,6	– 50	93	–	166	145	– 12,8	2373	2878	21,3
Revenu avant impôts	2008	998	– 50,3	839	976	16,3	– 9	60	–	121	140	15,9	2959	2175	– 26,5
Impôt fédéral	555	246	– 55,6	206	245	18,8	– 164	– 1	–	60	36	– 39,9	658	527	– 19,8
Impôts provinciaux	80	– 10	–	63	100	59,1	– 35	0	–	0	5	–	108	95	– 12,0
Impôts courants	635	236	– 62,8	269	346	28,2	– 199	–	–	60	41	– 32,2	766	622	– 18,7
Revenu après impôts courants	1373	762	– 44,5	570	631	10,7	190	60	– 68,1	61	99	63,5	2194	1553	– 29,2
Impôts reportés	203	231	13,6	102	66	– 35,7	50	– 5	–	– 2	6	–	354	298	– 15,8
Bénéfices nets après impôts	1170	531	– 54,6	468	565	20,9	140	65	– 53,1	63	93	48,5	1840	1255	– 31,8
Gains extraordinaires	– 58	– 8	–	1	25	–	0	5	–	12	0	– 99,2	– 46	22	–
Bénéfices nets après postes extraordinaires	1112	523	– 52,9	468	590	26,0	140	70	– 49,8	74	93	25,5	1794	1276	– 28,9
Ressource d'autofinancement	3249	3027	– 6,8	951	1006	5,8	140	153	9,6	227	244	7,6	4567	4431	– 3,0

B2

État des revenus et dépenses – toutes activités en millions de dollars
Sociétés intégrées et raffineurs
Premier semestre

	Activités amont			Activités aval			Autres activités			Activités étrangères			Total des activités		
	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %
Recettes totales	2888	2590	– 10,3	12732	13241	4,0	835	748	– 10,3	92	123	34,4	16547	16702	0,9
Redevances et autres paiements	456	427	– 6,4	0	0	–	0	0	–	0	0	–	456	427	– 6,4
TRPG et autres taxes	0	0	–	1930	2272	17,7	8	2	– 77,4	0	0	–	1938	2273	17,3
Recettes nettes après redevances	2432	2163	– 11,1	10802	10969	1,5	827	747	– 9,7	92	123	34,4	14153	14002	– 1,1
Coût des biens vendus	0	0	–	8064	7929	– 1,7	615	434	– 29,4	46	84	83,0	8725	8446	– 3,2
Frais d'intérêt	40	0	– 99,9	39	37	– 4,9	150	164	9,2	2	–	–	232	202	– 12,9
Frais d'exploitation	872	944	8,3	1510	1693	12,1	80	75	– 6,5	15	11	– 29,6	2476	2722	9,9
Frais de recherche (excluant sables)	11	11	0,6	19	21	7,7	1	–	–	0	0	–.	31	32	1,9
Autres frais	43	61	43,8	12	17	42,3	25	32	28,0	1	0	– 68,0	81	111	37,5
Frais de R-D des sables pétrolifères	0	0	– 60,5	0	0	–	0	0	–	0	0	–	0	0	– 60,5
Dépenses E&M	101	137	35,7	0	0	–	9	11	24,2	0	0	–	110	148	34,8
Dépréciation	160	176	9,9	332	341	2,5	39	33	– 16,7	1	1	36,2	532	550	3,4
Épuisement	160	163	1,9	0	0	–	0	0	29,4	12	9	– 22,3	172	172	0,3
Sommes radiées et amortissement	125	140	12,4	23	9	– 59,4	– 15	– 7	–	– 1	1	–	131	143	9,1
Frais non–monétaires et E&M	546	617	12,9	355	350	– 1,4	33	37	11,0	11	11	– 2,4	946	1014	7,2
Revenu avant impôts	921	530	– 42,4	802	922	15,0	– 77	5	–	17	18	3,3	1663	1475	– 11,3
Impôt fédéral	265	98	– 62,8	206	238	15,4	– 169	– 24	–	9	4	– 55,3	310	316	2,0
Impôts provinciaux	65	15	– 77,3	63	97	54,9	– 36	– 9	–	0	0	–	92	103	12,2
Impôts courants	330	113	– 65,7	269	335	24,6	– 205	– 33	–	9	4	– 55,3	402	419	4,3
Revenu après impôts courants	591	417	– 29,5	534	588	10,1	128	38	– 70,5	9	14	60,6	1261	1056	– 16,3
Impôts reportés	91	128	40,5	98	66	– 33,1	110	– 9	–	–	5	–	299	189	– 36,7
Bénéfices nets après impôts	500	289	– 42,2	435	522	19,9	18	47	161,8	9	9	1,8	962	867	– 9,9
Gains extraordinaires	0	– 30	–	1	25	–	0	0	–	0	0	–	1	– 5	–
Bénéfices nets après postes extraordinaires	500	259	– 48,2	436	546	25,4	18	47	161,8	9	9	1,8	963	861	– 10,5
Ressources d'autofinancement	1137	1033	– 9,1	889	938	5,5	161	75	– 53,8	20	25	25,3	2207	2070	– 6,2

B3

État des revenus et dépenses – toutes activités en millions de dollars

Petits producteurs de pétrole et gaz

Premier semestre

	Activités amont			Activités aval			Autres activités			Activités étrangères			Total des activités		
	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %
Recettes totales	1512	1597	5,7	42	21	- 49,3	162	273	67,9	386	274	- 29,1	2102	2165	3,0
Redevances et autres paiements	271	278	2,7	0	0	–	0	0	–	0	0	–	271	278	2,7
TRPG et autres taxes	0	0	–	0	0	–	0	0	–	27	27	- 0,2	27	27	- 0,1
Recettes nettes après redevances	1241	1319	6,3	42	21	- 49,3	162	273	67,9	359	247	- 31,3	1804	1860	3,1
Coût des biens vendus	0	0	–	9	16	85,9	1	0	- 100,0	82	0	- 100,0	91	16	- 82,0
Frais d'intérêt	244	246	0,7	0	0	- 77,2	25	29	15,6	11	4	- 62,0	280	279	- 0,4
Frais d'exploitation	342	401	17,3	28	2	- 91,4	67	164	145,5	78	88	13,0	515	656	27,4
Frais de recherche (excluant sables)	0	1	–	0	0	–	0	0	0,9	0	1	178,8	0	1	280,6
Autres frais	88	129	46,7	0	0	10,3	14	32	124,7	19	14	- 26,4	121	175	44,4
Frais de R-D des sables pétrolifères	0	0	176,8	0	0	–	0	0	–	0	0	–	0	0	176,8
Dépenses E&M	32	39	20,6	0	0	–	0	0	–	0	7	–	32	45	40,0
Dépréciation	101	99	- 1,9	3	1	- 72,1	10	16	65,3	8	20	160,9	121	136	11,6
Épuisement	304	354	16,1	0	0	–	5	5	0,9	104	70	- 33,0	413	428	3,6
Sommes radiées et amortissement	- 19	5	–	0	0	–	- 9	3	–	- 16	1	–	- 45	9	–
Frais non-monétaires et E&M	418	496	18,8	3	1	- 72,1	5	25	349,6	95	97	1,6	522	619	18,5
Revenu avant impôts	149	46	- 69,3	1	1	- 13,3	50	23	- 53,8	74	43	- 41,6	274	113	- 58,7
Impôt fédéral	28	0	- 99 ?	0	0	- 63,7	5	3	- 41,0	34	16	- 51,7	67	19	- 70,7
Impôts provinciaux	- 55	- 64	–	0	0	- 42,4	1	0	- 61,3	0	2	–	- 54	- 62	–
Impôts courants	- 27	- 64	–	1	0	- 58,2	5	3	- 43,6	34	19	- 44,9	13	- 42	–
Revenu après impôts courants	176	110	- 37,6	1	1	30,8	45	20	- 55,0	40	25	- 38,8	262	156	- 40,6
Impôts reportés	47	37	- 21,6	–	0	–	9	8	- 9,0	4	- 1	–	60	45	- 25,5
Bénéfices nets après impôts	129	73	- 43,4	1	1	- 15,9	35	12	- 66,9	37	26	- 30,2	202	111	- 45,0
Gains extraordinaires	- 122	5	–	0	0	–	0	0	- 100,0	12	0	- 99,2	- 110	5	–
Bénéfices nets après postes extraordinaires	7	78	–	1	1	- 15,9	35	12	- 66,9	48	26	- 46,7	92	116	26,2
Ressources d'autofinancement	594	606	2,1	4	2	- 55,3	50	45	- 10,8	136	122	- 10,4	784	774	- 1,2

B4

État des revenus et dépenses – toutes activités en millions de dollars
Grands producteurs de pétrole et gaz
Premier semestre

	Activités amont			Activités aval			Autres activités			Activités étrangères			Total des activités		
	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %
Recettes totales	4207	4148	– 1,4	219	257	17,5	328	359	9,2	241	257	6,3	4995	5020	0,5
Redevances et autres paiements	694	664	– 4,4	0	0	–	0	0	–	0	0	–	694	664	– 4,4
TRPG et autres taxes	0	0	–	1	0	– 100,0	3	3	18,7	15	13	– 18,5	19	16	– 15,7
Recettes nettes après redevances	3513	3484	– 0,8	218	257	17,8	326	355	9,2	226	244	8,0	4282	4341	1,4
Coût des biens vendus	0	0	–	82	89	8,3	0	0	–	50	51	0,9	133	140	5,5
Frais d'intérêt	505	506	0,3	6	3	– 52,4	219	72	– 67,2	10	9	– 14,1	740	590	– 20,3
Frais d'exploitation	1033	1192	15,3	72	88	23,0	153	188	23,5	61	56	– 8,0	1319	1525	15,6
Frais de recherche (excluant sables)	13	19	41,1	0	0	–	0	0	–	0	0	–	13	19	41,0
Autres frais	110	193	74,6	0	0	– 100,0	25	32	29,4	15	12	– 20,1	150	236	57,9
Frais de R-D des sables pétrolifères	5	11	110,3	0	0	–	0	0	–	0	0	–	5	11	110,3
Dépenses E&M	198	266	34,5	0	0	–	4	11	187,9	2	9	–	203	286	40,6
Dépréciation	205	258	26,0	23	25	9,8	47	52	11,4	5	14	167,6	279	349	24,9
Épuisement	434	502	15,6	0	0	–	2	2	0,2	55	54	– 1,7	491	558	13,6
Sommes radiées et amortissement	70	116	65,0	– 1	– 2	–	– 141	– 34	–	– 2	– 40	–	– 74	41	–
Frais non-monétaires et E&M	912	1152	26,4	22	24	7,3	– 88	31	–	60	37	– 37,8	906	1245	37,5
Revenu avant impôts	939	423	– 55,0	36	53	47,7	18	32	79,7	29	79	168,2	1022	587	– 42,6
Impôt fédéral	263	148	– 43,8	–	7	–	0	21	–	18	16	– 10,0	281	192	– 31,8
Impôts provinciaux	69	39	– 43,3	0	3	–	1	9	–	0	2	–	70	54	– 23,5
Impôts courants	332	187	– 43,7	0	11	–	1	29	–	18	18	3,2	351	245	– 30,1
Revenu après impôts courants	607	236	– 61,2	36	42	18,6	17	3	– 85,0	12	61	–	671	341	– 49,1
Impôts reportés	66	67	1,6	4	–	–	– 69	– 5	–	– 5	3	–	– 5	64	–
Bénéfices nets après impôts	541	169	– 68,8	32	43	35,2	86	7	– 91,8	17	58	247,5	676	277	– 59,0
Gains extraordinaires	64	17	– 72,7	0	0	–	0	5	–	0	0	–	64	22	– 65,5
Bénéfices nets après postes extraordinaires	605	187	– 69,2	32	43	35,2	86	12	– 86,5	17	58	247,5	739	299	– 59,6
Ressources d'autofinancement	1519	1388	– 8,6	58	66	14,3	– 72	34	–	71	98	37,0	1576	1586	0,6

B5

État des revenus et dépenses – toutes activités en millions de dollars
Total des producteurs de pétrole et gaz
Premier semestre

	Activités amont			Activités aval			Autres activités			Activitiés étrangères			Total des activités		
	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %
Recettes totales	5718	5745	0,5	261	278	6,7	491	631	28,7	628	530	– 15,5	7097	7185	1,2
Redevances et autres paiements	965	942	– 2,4	0	0	–	0	0	–	0	0	–	965	942	– 2,4
TRPG et autres taxes	0	0	–	1	0	– 97,0	3	3	18,7	42	39	– 6,9	45	42	– 6,5
Recettes nettes après redevances	4753	4803	1,1	260	278	7,0	488	628	28,7	585	491	– 16,1	6087	6201	1,9
Coût des biens vendus	0	0	–	91	105	15,8	1	0	– 100,0	132	51	– 61,5	224	156	– 30,2
Frais d'intérêt	748	752	0,4	6	3	– 52,7	244	101	– 58,6	21	13	– 38,7	1020	869	– 14,9
Frais d'exploitation	1376	1593	15,8	100	91	– 9,1	219	352	60,6	140	145	3,8	1834	2181	18,9
Frais de recherche (excluant sables)	13	19	45,0	0	0	–	0	0	– 8,3	0	1	178,8	14	20	46,4
Autres frais	198	322	62,2	0	0	– 0,4	39	64	64,2	33	26	– 23,6	271	411	51,9
Frais de R-D des sables pétrolifères	5	11	112,2	0	0	–	0	0	–	0	0	–	5	11	112,2
Dépenses E&M	230	305	32,6	0	0	–	4	11	187,9	2	16	–	236	331	40,5
Dépréciation	305	356	16,8	27	26	– 1,0	56	68	20,8	13	34	163,6	401	485	20,9
Épuisement	739	856	15,8	0	0	–	8	8	0,7	159	123	– 22,2	905	986	9,0
Sommes radiées et amortissement	51	121	138,0	– 1	– 2	–	– 151	– 31	–	– 18	– 39	–	– 119	50	–
Frais non-monétaires et E&M	1330	1649	24,0	26	25	– 3,5	– 83	56	–	155	134	– 13,6	1428	1864	30,5
Revenu avant impôts	1088	468	– 56,9	37	54	45,5	68	55	– 18,8	104	122	18,0	1296	700	– 46,0
Impôt fédéral	291	148	– 49,1	0	7	–	5	23	364,5	52	32	– 37,3	347	211	– 39,3
Impôts provinciaux	14	– 25	–	0	3	–	1	9	–	0	5	–	16	– 8	–
Impôts courants	305	123	– 59,7	1	11	–	6	32	–	52	37	– 28,3	364	203	– 44,1
Revenu après impôts courants	783	345	– 55,9	36	43	18,9	61	23	– 63,2	52	85	64,0	933	497	– 46,7
Impôts reportés	113	104	– 8,1	4	0	– 99,6	– 60	4	–	– 1	2	–	55	109	98,1
Bénéfices nets après impôts	670	242	– 63,9	32	43	33,9	122	19	– 84,5	54	84	56,5	878	388	– 55,8
Gains extraordinaires	– 58	22	–	0	0	–	0	5	–	12	0	– 99,2	– 46	27	–
Bénéfices nets après postes extraordinaires	612	264	– 56,8	32	43	33,9	122	23	– 80,8	65	84	28,9	831	415	– 50,1
Ressources d'autofinancement	2112	1994	– 5,6	62	68	9,6	– 22	79	–	207	219	5,9	2360	2360	–

B6

État des revenus et dépenses – toutes activités en millions de dollars

Sociétés sous contrôle canadien

Premier semestre

	Activités amont			Activités aval			Autres activités			Activités étrangères			Total des activités		
	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %
Recettes totales	3044	3107	2,1	4153	4424	6,5	765	975	27,5	328	255	– 22,1	8290	8761	5,7
Redevances et autres paiements	472	481	1,9	0	0	–	0	0	–	0	0	–	472	481	1,9
TRPG et autres taxes	0	0	–	584	616	5,5	3	5	43,5	4	1	– 71,8	592	623	5,2
Recettes nettes après redevances	2573	2626	2,1	3569	3808	6,7	761	970	27,4	324	254	– 21,5	7226	7658	6,0
Coût des biens vendus	0	0	–	2565	2741	6,8	438	440	0,3	83	0	– 100,0	3087	3180	3,0
Frais d'intérêt	248	246	– 0,7	24	10	– 56,2	191	106	– 44,2	19	13	– 32,7	482	376	– 22,0
Frais d'exploitation	817	945	15,6	572	605	5,7	149	266	78,6	73	91	24,9	1612	1907	18,3
Frais de recherche (excluant sables)	3	2	– 27,3	0	0	–	0	0	0,9	0	1	178,8	4	3	– 15,8
Autres frais	106	136	27,8	4	8	135,4	33	58	78,0	20	15	– 24,5	162	217	33,8
Frais de R-D des sables pétrolifères	1	1	– 22,8	0	0	–	0	0	–	0	0	–	1	1	– 22,8
Dépenses E&M	48	66	36,5	0	0	–	1	7	–	0	7	–	49	80	61,9
Dépréciation	204	221	8,6	148	150	1,1	33	34	2,3	12	33	185,3	396	438	10,5
Épuisement	429	535	24,8	0	0	–	6	7	20,5	95	64	– 32,7	530	606	14,4
Sommes radiées et amortissement	61	81	31,8	7	5	– 25,2	– 142	– 6	–	– 3	3	–	– 77	82	–
Frais non-monétaires et E&M	743	904	21,6	155	155	– 0,1	– 102	41	–	105	108	3,2	901	1208	34,1
Revenu avant impôts	655	394	– 39,9	249	289	16,1	53	59	11,3	23	26	14,4	979	767	– 21,6
Impôt fédéral	90	40	– 55,9	55	65	17,8	– 16	10	–	31	11	– 65,6	161	126	– 21,5
Impôts provinciaux	– 17	– 42	–	27	29	4,3	– 8	5	–	0	5	–	2	– 4	–
Impôts courants	73	– 2	–	83	94	13,4	– 23	15	–	31	15	– 50,5	163	122	– 25,3
Revenu après impôts courants	582	396	– 32,0	166	195	17,5	76	44	– 42,7	– 8	11	–	816	645	– 20,9
Impôts reportés	135	109	– 18,9	30	22	– 26,8	– 60	– 1	–	– 9	3	–	95	133	39,1
Bénéfices nets après impôts	447	287	– 35,9	136	173	27,2	137	45	– 67,2	1	8	–	721	513	– 28,9
Gains extraordinaires	– 127	4	–	1	2	249,6	0	0	–	7	0	– 98,7	– 120	6	–
Bénéfices nets après postes extraordinaires	320	290	– 9,3	137	175	28,2	137	45	– 67,2	8	8	5,9	601	518	– 13,7
Ressources d'autofinancement	1325	1300	– 1,9	321	350	9,0	– 26	85	–	97	119	22,9	1717	1853	7,9

B7

État des revenus et dépenses – toutes activités en millions de dollars
Sociétés sous contrôle étranger
Premier semestre

	Activités amont			Activités aval			Autres activités			Activités étrangères			Total des activités		
	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %
Recettes totales	5562	5228	– 6,0	8840	9095	2,9	561	405	– 27,8	392	399	1,8	15355	15126	– 1,5
Redevances et autres paiements	949	888	– 6,4	0	0	–	0	0	–	0	0	–	949	888	– 6,4
TRPG et autres taxes	0	0	–	1346	1655	22,9	7	0	– 100,0	38	38	0,5	1391	1693	21,7
Recettes nettes après redevances	4613	4340	– 5,9	7494	7440	– 0,7	554	405	– 26,9	354	360	1,9	13014	12545	– 3,6
Coût des biens vendus	0	0	–	5590	5294	– 5,3	177	– 6	–	95	135	42,4	5862	5422	– 7,5
Frais d'intérêt	541	506	– 6,5	22	30	38,2	204	159	– 22,2	4	0	– 97,1	770	694	– 9,8
Frais d'exploitation	1430	1593	11,4	1037	1179	13,6	150	161	7,1	81	64	– 21,5	2699	2996	11,0
Frais de recherche (excluant sables)	21	28	33,4	19	21	7,7	1	–	–	0	0	–	41	49	18,2
Autres frais	135	247	83,6	9	9	2,1	31	38	20,9	14	11	– 24,9	189	305	61,3
Frais de R-D des sables pétrolifères	5	11	134,1	0	0	–	0	0	–	0	0	–	5	11	134,1
Dépenses E&M	283	376	33,0	0	0	–	12	15	31,1	2	8	333,5	296	400	34,8
Dépréciation	262	311	19,0	211	217	3,1	63	67	7,1	2	1	– 32,3	537	597	11,2
Épuisement	470	483	2,9	0	0	–	2	1	– 62,5	75	68	– 8,7	546	552	1,1
Sommes radiées et amortissement	114	180	57,7	15	3	– 83,0	– 24	– 31	–	– 17	– 41	–	89	111	25,0
Frais non-monétaires et E&M	1133	1362	20,2	226	220	– 2,6	52	52	– 1,2	61	37	– 40,2	1473	1670	13,4
Revenu avant impôts	1353	605	– 55,3	591	688	16,4	– 62	1	–	98	114	16,3	1980	1408	– 28,9
Impôt fédéral	465	207	– 55,5	151	180	19,1	– 149	– 11	–	29	26	– 13,0	497	401	– 19,3
Impôts provinciaux	97	32	– 67,1	36	72	101,1	– 27	– 4	–	0	0	–	106	99	– 5,9
Impôts courants	562	239	– 57,5	187	252	34,8	– 176	– 15	–	29	26	– 13,0	603	500	– 16,9
Revenu après impôts courants	791	366	– 53,7	404	436	7,9	113	17	– 85,2	69	89	28,7	1378	908	– 34,1
Impôts reportés	69	122	77,5	73	44	– 39,4	110	– 4	–	7	3	– 50,1	259	165	– 36,1
Bénéfices nets après impôts	723	244	– 66,2	331	392	18,3	3	21	–	62	85	37,6	1119	742	– 33,7
Gains extraordinaires	69	– 11	–	0	23	–	0	5	–	5	0	– 100,0	74	16	– 78,6
Bénéfices nets après postes extraordinaires	792	233	– 70,6	331	415	25,1	3	25	–	67	85	27,8	1193	758	– 36,5
Ressources d'autofinancement	1924	1728	– 10,2	630	656	4,1	166	69	– 58,7	130	125	– 3,7	2850	2578	– 9,6

B8

Rendement financier par principaux secteurs d'activités
Activités amont
Premier semestre

	Ensemble de l'industrie			Sociétés sous contrôle canadien			Sociétés sous contrôle étranger		
	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %
Production équivalente au pétrole (1) en milliers de mètres cubes	78385	89104	13,7	29230	34390	17,7	49154	54714	11,3
Postes financiers clés en millions de dollars			%			%			%
Recettes brutes	8607	8335	- 3,2	3044	3107	2,1	5562	5228	6,0
Revenu monétaire	3249	3027	- 6,8	1325	1300	- 1,9	1924	1728	- 10,2
Bénéfices nets	1170	531	- 54,6	447	287	- 35,9	723	244	- 66,2
Revenu net plus intérêts	1959	1283	- 34,5	695	533	- 23,4	1264	750	- 40,6
Capital utilisé	49177	51057	3,8	22056	23907	8,4	27121	27150	0,1
Recettes et coûts unitaires en dollars par mètres cubes			%			%			%
Recettes brutes	109,80	93,54	- 14,8	104,15	90,34	- 13,3	113,16	95,55	- 15,6
Redevances et autres paiements	18,13	15,36	- 15,3	16,14	13,97	- 13,4	19,31	16,23	- 16,0
TRPG et autres taxes	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-
Recettes après redevances et taxes	91,67	78,18	- 14,7	88,01	76,37	- 13,2	93,84	79,32	- 15,5
Frais d'intérêt	10,06	8,44	- 16,2	8,48	7,15	- 15,6	11,00	9,24	- 16,0
Frais d'exploitation (sauf recherches)	28,67	28,48	- 0,7	27,95	27,47	- 1,7	29,10	29,11	0,1
Frais de recherche et autres	3,38	4,64	37,1	3,76	4,02	7,1	3,16	5,02	58,9
Revenu monétaire avant impôts	49,55	36,63	- 26,1	47,83	37,72	- 21,1	50,58	35,94	- 29,0
E&M et frais de R-D imputés aux sables pétrolifères	4,30	5,09	18,5	1,69	1,94	14,9	5,85	7,07	20,9
Dépreciation	5,93	5,97	0,7	6,97	6,43	- 7,7	5,32	5,69	6,9
Épuisement	11,47	11,43	- 0,3	14,67	15,56	6,0	9,56	8,83	- 7,6
Sommes radiées	2,24	2,93	30,8	2,09	2,34	12,0	2,33	3,29	41,7
Revenu net avant impôts	25,62	11,20	- 56,3	22,40	11,44	- 48,9	27,53	11,05	- 59,9
Impôt fédéral sur le revenu	7,08	2,77	- 60,9	3,08	1,15	- 62,5	9,46	3,78	- 60,1
Impôts provinciaux sur le revenu	1,02	- 0,11	-	- 0,58	- 1,22	-	1,97	0,58	- 70,5
Impôts sur le revenu reportés	2,59	2,59	- 0,1	4,61	3,18	- 31,1	1,40	2,23	59,4
Bénéfices nets après impôts	14,92	5,96	- 60,1	15,30	8,34	- 45,5	14,70	4,47	- 69,6
Gains extraordinaires	- 0,74	- 0,09	-	- 4,35	0,10	-	1,41	- 0,21	-
Bénéfices nets après postes extraordinaires	14,19	5,87	- 58,6	10,95	8,44	- 22,9	16,11	4,26	- 73,6
Ressources d'autofinancement	41,45	33,97	- 18,0	45,33	37,79	- 16,6	39,15	31,58	- 19,3
Ratios en pourcentage									
Gaz naturel (incluant GPL) en pourcentage de la production totale	42,4	45,0	S/O	47,8	51,1	S/O	39,2	41,2	S/O
Pétrole assujetti aux redevances sur l'ancien pétrole en pourcentage de la production de pétrole classique	49,5	47,0	S/O	49,0	47,3	S/O	49,8	46,8	S/O

(1) Ne comprend pas le soufre.

B8(suite)

Rendement financier par principaux secteurs d'activités

Activités amont

Premier semestre

	Sociétés intégrées et raffineurs			Petits producteurs de pétrole et gaz			Grands producteurs de pétrole et gaz		
	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %
Production équivalente au pétrole(1) en milliers de mètres cubes	25995	27957	7,5	16084	19220	19,5	36305	41927	15,5
Postes financiers clés en millions de dollars			%			%			%
Recettes brutes	2888	2590	- 10,3	1512	1597	5,7	4207	4148	- 1,4
Revenu monétaire	1137	1033	- 9,1	594	606	2,1	1519	1388	- 8,6
Bénéfices nets	500	289	- 42,2	129	73	- 43,4	541	169	- 68,8
Revenu net plus intérêts	540	289	- 46,5	373	319	- 14,5	1046	675	- 35,5
Capital utilisé	13157	13615	3,5	13783	14535	5,5	22237	22906	3,0
Recettes et coûts unitaires en dollars par mètres cubes			%			%			%
Recettes brutes	111,10	92,63	- 16,6	93,98	83,10	- 11,6	115,87	98,93	- 14,6
Redevances et autres paiements	17,54	15,26	- 13,0	16,85	14,49	- 14,0	19,12	15,83	- 17,2
TRPG et autres taxes	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-
Recettes après redevances et taxes	93,57	77,37	- 17,3	77,13	68,62	- 11,0	96,75	83,10	- 14,1
Frais d'intérêt	1,55	0,00	- 99,9	15,16	12,78	- 15,7	13,90	12,07	- 13,2
Frais d'exploitation (sauf recherches)	33,53	33,78	0,7	21,27	20,88	- 1,8	28,47	28,43	- 0,1
Frais de recherche et autres	2,06	2,59	25,5	5,47	6,74	23,2	3,40	5,04	48,1
Revenu monétaire avant impôts	56,43	41,01	- 27,3	35,22	28,20	- 19,9	50,98	37,57	- 26,3
E&M et frais de R&D imputés aux sables pétrolifères	3,91	4,92	25,9	2,00	2,03	1,6	5,59	6,61	18,1
Dépréciation	6,16	6,29	2,2	6,26	5,14	- 17,9	5,63	6,15	9,1
Épuisement	6,15	5,83	- 5,2	18,93	18,40	- 2,8	11,96	11,97	0,1
Sommes radiées	4,80	5,01	4,5	- 1,20	0,26	-	1,93	2,76	42,8
Revenu net avant impôts	35,41	18,95	- 46,5	9,24	2,38	- 74,3	25,86	10,08	- 61,0
Impôt fédéral sur le revenu	10,18	3,52	- 65,4	1,72	0,01	- 99,3	7,24	3,52	- 51,3
Impôts provinciaux sur le revenu	2,51	0,53	- 78,9	- 3,42	- 3,35	-	1,91	0,94	- 50,9
Impôts sur le revenu reportés	3,49	4,56	30,7	2,93	1,92	- 34,4	1,80	1,59	- 12,0
Bénéfices nets après impôts	19,23	10,34	- 46,2	8,01	3,79	- 52,6	14,90	4,03	- 72,9
Gains extraordinaires	0,00	- 1,07	-	- 7,56	0,25	-	1,76	0,42	- 76,3
Bénéfices nets après postes extraordinaires	19,23	9,26	- 51,8	0,45	4,05	-	16,66	4,45	- 73,3
Ressources d'autofinancement	43,73	36,95	- 15,5	36,92	31,54	- 14,6	41,83	33,10	- 20,9
Ratios en pourcentage									
Gaz naturel (incluant GPL) en pourcentage de la production totale	30,2	31,9	S/O	58,1	60,5	S/O	44,1	46,6	S/O
Pétrole assujetti aux redevances sur l'ancien pétrole en pourcentage de la production de pétrole classique	47,1	44,3	S/O	38,1	39,4	S/O	56,0	51,8	S/O

(1) Ne comprend pas le soufre.

B9

Rendement financier par principaux secteurs d'activités

Activités aval

Premier semestre

	Total aval			Produits pétrochimiques et autres			Total des activités relatives aux produits pétroliers[1]					
	1987	1988	Varia.	1987	1988	Varia.	1987	1988	Varia.	1987	1988	Varia.
	$ millions		%	$ millions		%	$ millions		%	$/m³		%
Recettes totales	12993	13519	4,0	1570	2000	27,4	11424	11519	0,8	288,06	287,75	– 0,1
Taxes de vente, accise et autres	1931	2272	17,7	1	0	– 54,3	1930	2271	17,7	48,66	56,74	16,6
Coût des biens vendus	8155	8034	– 1,5	1016	1247	22,7	7139	6787	– 4,9	180,02	169,55	– 5,8
Frais d'exploitation	1610	1783	10,8	205	213	4,0	1405	1570	11,8	35,42	39,23	10,7
Frais de recherches (sauf sables pétrolifères)	19	21	7,7	8	7	– 19,0	11	14	27,9	0,28	0,35	26,7
Autres frais	12	17	41,3	– 1	1	–	13	16	28,2	0,32	0,41	27,0
Revenu avant intérêts et impôts	1266	1392	9,9	340	532	56,5	926	860	– 7,2	23,35	21,48	– 8,0
Frais d'intérêt	46	40	– 11,3	10	4	– 62,5	36	37	2,6	0,90	0,92	1,7
Revenu en espèces avant impôts	1220	1351	10,7	330	528	60,1	890	823	– 7,6	22,45	20,56	– 8,4
Impôt sur le revenu courant	269	346	28,2	77	154	101,8	193	191	– 1,0	4,86	4,77	– 1,9
Ressources d'autofinancement	951	1006	5,8	254	374	47,5	697	632	– 9,4	17,58	15,79	– 10,2
Dépréciation et autres postes hors caisse	381	375	– 1,6	101	95	– 6,3	280	280	0,1	7,06	7,00	– 0,8
Revenu courant	570	631	10,7	152	279	83,1	418	352	– 15,7	10,53	8,79	– 16,5
Impôts sur le revenu reportés	102	66	– 35,7	–	15	–	103	51	50,1	2,59	1,28	– 50,6
Bénéfices nets après impôts	468	565	20,9	153	264	73,3	315	301	– 4,5	7,94	7,51	– 5,4
Gains extraordinaires	1	25	–	0	0	–	1	25	–	0,02	0,62	–
Bénéfices nets après postes extraordinaires	468	590	26,0	153	264	73,3	316	325	3,1	7,96	8,13	2,1

	Raffinage et comm. nationales			Raffinage et comm. régionales		
	1987	1988	Varia.	1987	1988	Varia.
	$/m³		%	$/m³		%
Recettes totales	289,49	276,79	– 4,4	284,21	316,63	11,4
Taxes de vente, accise et autres	49,69	50,08	0,8	45,89	74,25	61,8
Coût des biens vendus	179,97	164,36	– 8,7	180,18	183,22	1,7
Frais d'exploitation	37,64	42,49	12,9	29,45	30,65	4,1
Frais de recherches (sauf sables pétrolifères)	0,34	0,43	26,0	0,09	0,13	39,3
Autres frais	– 0,07	– 0,10	–	1,37	1,73	26,7
Revenu avant intérêts et impôts	21,91	19,51	– 11,0	27,23	26,65	– 2,1
Frais d'intérêt	0,00	0,01	67,5	3,32	3,32	– 0,2
Revenu en espèces avant impôts	21,91	19,50	– 11,0	23,91	23,34	– 2,4
Impôt sur le revenu courant	5,06	4,89	– 3,3	4,34	4,46	2,6
Ressources d'autofinancement	16,85	14,61	– 13,3	19,56	18,88	– 3,5
Dépréciation et autres postes hors caisse	6,49	6,51	0,2	8,58	8,29	– 3,3
Revenu courant	10,36	8,11	– 21,7	10,99	10,59	– 3,6
Impôts sur le revenu reportés	2,24	0,77	– 65,7	3,52	2,62	– 25,6
Bénéfices nets après impôts	8,12	7,34	– 9,6	7,46	7,96	6,7
Gains extraordinaires	0,00	0,00	–	0,06	2,23	–
Bénéfices nets après postes extraordinaries	8,12	7,34	– 9,6	7,52	10,20	35,7
Ratios en pourcentage			Varia.			Varia.
Ventes de 'produits propres' contre le volume de ventes totales	81,94	81,77	– 0,2	84,57	82,04	– 3,0
Ventes nettes au Canada contre le volume de ventes totales	90,81	90,98	0,2	88,14	89,99	2,1
Ventes d'exportations contre le volume de ventes totales	6,03	5,43	– 10,0	11,13	8,70	– 21,8

(1) Le calcul des coûts et des recettes unitaires se fonde sur les données relatives au volume de ventes totales pour les postes consolidés retenus.

B10

Sources et affectations de fonds en millions de dollars
Premier semestre

	Total de l'industrie			Sociétés sous contrôle canadien			Sociétés sous contrôle étranger		
	1987	1988	Varia.	1987	1988	Varia.	1987	1988	Varia.
Recettes tirées de l'exploitation	4567	4431	3,0	1717	1853	7,9	2850	2578	- 9,6
Augmentation nette de la dette à long terme	1569	912	- 41,9	1066	290	- 72,7	504	622	23,4
Émission d'actions	738	1109	50,3	322	455	41,2	416	654	57,4
Subventions (PESP et autres)	187	233	24,6	91	133	46,0	96	100	4,2
Toutes autres sources	1258	2333	85,5	639	972	52,2	619	1361	119,9
Diminution du capital de roulement	942	2485	163,8	402	2084	-	540	402	- 25,7
Total des sources de fonds	9261	11503	24,2	4236	5787	36,6	5025	5716	13,7
Dépenses en capital au Canada	2715	4117	51,6	1192	1908	60,1	1523	2209	45,0
Dépenses en capital aux É.-U.	85	62	- 26,9	41	50	20,3	43	12	- 71,9
Autres dépenses à l'étranger	173	183	6,0	100	111	11,5	73	72	- 1,4
Dépenses totales à l'étranger	258	245	- 4,8	141	161	14,1	116	84	- 27,8
Total des dépenses en capital	2972	4362	46,7	1333	2069	55,2	1639	2293	39,9
Dividendes:									
Actions ordinaires	608	566	- 7,0	156	148	- 4,8	453	418	- 7,7
Actions privilégiées	126	115	- 8,3	94	92	- 2,2	32	23	- 26,5
Total	734	681	- 7,2	250	240	- 3,8	484	441	- 9,0
Réduction de l'avoir propre	266	1086	307,8	37	917	-	229	169	- 26,2
Total-dividendes et réductions de l'avoir propre	1000	1767	76,7	287	1158	303,1	713	610	- 14,5
Réduction nette de la dette à long terme	1184	1794	51,4	519	1040	100,2	665	754	13,3
Toutes autres affectations	1814	2325	28,2	1025	1225	19,5	789	1101	39,5
Augmentation du fonds de roulement	2290	1255	- 45,2	1072	296	- 72,3	1218	958	- 21,3
Total des affectations de fonds	9261	11503	24,2	4236	5787	36,6	5025	5716	13,7

	Sociétés intégrées et raffineurs			Petits producteurs de pétrole et gaz			Grands producteurs de pétrole et gaz		
	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %
Recettes tirées de l'exploitation	2207	2070	- 6,2	784	774	- 1,2	1576	1586	0,6
Augmentation nette de la dette à long terme	410	178	- 56,6	347	314	- 9,5	812	420	- 48,3
Émission d'actions	9	18	93,9	496	952	92,0	232	138	- 40,4
Subventions (PESP et autres)	59	56	- 3,9	60	103	70,2	68	74	8,8
Toutes autres sources	190	221	16,1	601	1135	88,8	467	978	109,4
Diminution du capital de roulement	70	1074	-	431	392	- 9,2	441	1020	131,5
Total des sources de fonds	2946	3618	22,8	2719	3670	34,9	3596	4216	17,2
Dépenses en capital au Canada	928	1370	47,6	703	1183	68,4	1084	1564	44,3
Dépenses en capital aux É.-U.	0	0	- 100,0	9	4	- 54,9	76	58	- 23,6
Autres dépenses à l'étranger	8	14	77,9	143	107	- 25,1	22	62	183,3
Dépenses totales à l'étranger	8	14	77,6	152	111	- 26,9	98	120	22,9
Total des dépenses en capital	936	1384	47,8	855	1295	51,5	1181	1684	42,5
Dividendes:									
Actions ordinaires	331	314	- 5,0	18	17	- 3,3	259	234	- 9,8
Actions privilégiées	43	23	- 45,4	50	45	- 9,8	32	46	43,7
Total	374	338	- 9,7	68	63	- 8,1	292	280	- 3,8
Réduction de l'avoir propre	0	1032	-	22	40	81,9	244	14	- 94,2
Total-dividendes et réduction de l'avoir propre	374	1370	266,2	90	103	13,9	536	295	- 45,0
Réduction nette de la dette à long terme	310	114	- 63,3	504	885	75,4	370	795	114,6
Toutes autres affectations	576	374	- 35,0	699	920	31,7	539	1031	91,2
Augmentation du fonds de roulement	750	376	- 49,8	571	467	- 18,3	969	412	- 57,5
Total des affectations de fonds	2946	3618	22,8	2719	3670	34,9	3596	4216	17,2

B11

Dépenses en capital en amont au Canada, par emplacement en millions de dollars
Premier semestre

	Total du Canada			Provinces			Terres du Canada		
	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %
Ensemble de l'industrie									
Terres et concessions géologiques et géophysiques	585	782	33,7	570	747	31,0	15	36	133,9
Forage d'exploration	556	841	51,3	423	596	41,0	133	245	83,8
Total – exploration	1142	1624	42,2	993	1343	35,3	149	281	88,9
Forage de mise en valeur	393	624	59,1	385	617	60,4	8	7	– 9,2
Production	460	752	63,4	444	747	68,4	16	4	– 73,4
Pétrole lourd et sables pétrolifères	201	432	115,2	201	432	115,2	0	0	–
Total – amont	2195	3432	56,4	2022	3140	55,3	173	292	69,3
Sociétés sous contrôle canadien									
Terres et concessions géologiques et géophysiques	274	360	31,5	268	359	34,0	6	1	– 78,9
Forage d'exploration	266	489	84,1	193	344	78,0	72	145	100,4
Total – exploration	539	849	57,5	461	703	52,5	78	146	86,8
Forage de mise en valeur	150	276	83,6	150	276	83,6	0	0	–
Production	151	293	93,6	148	293	98,2	4	0	– 95,3
Pétrole lourd et sables pétrolifères	81	115	41,1	81	115	41,1	0	0	–
Total – amont	922	1533	66,2	841	1387	65,0	82	146	78,8
Sociétés sous contrôle étranger									
Terres et concessions géologiques et géophysiques	312	423	35,5	303	388	28,3	9	34	269,6
Forage d'exploration	290	352	21,2	229	252	9,8	61	100	64,1
Total – exploration	602	775	28,6	532	640	20,3	70	135	91,3
Forage de mise en valeur	242	349	43,9	235	342	45,6	8	7	– 9,2
Production	309	459	48,6	296	454	53,6	13	4	– 67,2
Pétrole lourd et sables pétrolifères	119	317	165,8	119	317	165,8	0	0	–
Total – amont	1272	1899	49,2	1182	1753	48,4	91	146	60,7

B12

Dépenses en capital, par activité en millions de dollars
Premier semestre

	Total de l'industrie			Sociétés sous contrôle canadien			Sociétés sous contrôle étranger		
	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %
Exploration	1142	1624	42,2	539	849	57,5	602	775	28,6
Mise en valeur	393	624	59,1	150	276	83,6	242	349	43,9
Production	460	752	63,4	151	293	93,6	309	459	48,6
Sables pétrolifères	201	432	115,2	81	115	41,1	119	317	165,8
Total – activités amont	2195	3432	56,4	922	1533	66,2	1272	1899	49,2
Total – activités aval	387	527	36,3	217	326	49,9	170	202	18,9
Uranium	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0
Charbon	3	7	175,0	0	2	0,0	2	5	125,5
Toutes autres activités	131	151	15,3	52	47	– 8,9	79	103	31,3
Total au Canada	2715	4117	51,6	1192	1908	60,1	1523	2209	45,0
Total à l'étranger	258	245	– 4,8	141	161	14,1	116	84	– 27,8
Grand total des dépenses en capital	2972	4362	46,7	1333	2069	55,2	1639	2293	39,9

	Sociétés intégrées et raffineurs			Petits producteurs de pétrole et gaz			Grands producteurs de pétrole et gaz		
Exploration	271	371	37,0	324	553	70,9	547	699	27,8
Mise en valeur	108	153	40,8	134	229	70,1	150	243	62,4
Production	139	204	46,7	130	194	49,0	190	353	85,5
Sables pétrolifères	121	273	125,2	2	2	– 15,4	78	158	102,9
Total – activités amont	640	1001	56,5	591	978	65,6	965	1453	50,6
Total – activités aval	253	319	26,2	82	179	118,7	52	30	– 43,3
Uranium	0	0	–	0	0	–	0	0	–
Charbon	2	5	157,9	0	0	–	1	2	218,2
Toutes autres activités	34	45	33,0	30	27	12,2	66	79	18,8
Total au Canada	928	1370	47,6	703	1183	68,4	1084	1564	44,3
Total à l'étranger	8	14	77,6	152	111	– 26,9	98	120	22,9
Grand total des dépenses en capital	936	1384	47,8	855	1295	51,5	1181	1684	42,5

B13

Bilan en millions de dollars – Premier semestre

	Total de l'industrie			Sociétés sous contrôle canadien			Sociétés sous contrôle étranger		
	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %
Comptant, investissements et titres	5091	4373	- 14,1	2080	1479	- 28,9	3011	2894	- 3,9
Comptes à recevoir:									
Filiales	451	466	3,2	142	175	23,5	309	291	- 6,1
Autres	6338	5944	- 6,2	2531	2263	- 10,6	3808	3681	- 3,3
Total	6790	6409	- 5,6	2673	2438	- 8,8	4117	3972	- 3,5
Stocks	4259	3852	- 9,5	1461	1343	- 8,1	2798	2510	- 10,3
Autres disponibilités	742	1022	37,7	295	355	20,4	447	667	49,1
Total des disponibilités	16881	15657	- 7,3	6508	5615	- 13,7	10373	10042	- 3,2
Immobilisations	93341	96789	3,7	41587	43730	5,2	51754	53060	2,5
Moins:									
Épuisement									
Dépréciation et amortissement	27789	30018	8,0	11575	12110	4,6	16214	17908	10,4
Immobilisations moins l'amortissement comptant	63501	65390	3,0	26987	30488	5,2	34514	34902	1,1
Autres éléments de l'actif à long terme	5579	5417	- 2,9	2859	2763	- 3,4	2720	2654	- 2,4
Total de l'actif	85961	86464	0,6	38354	38866	1,3	47608	47599	0,0
Comptes à payer:									
Filiales	478	879	84,1	116	373	222,7	362	506	39,8
Autres	6700	5413	- 19,2	2605	2374	- 8,8	4096	3038	- 25,8
Total	7178	6292	- 12,3	2720	2748	1,0	4458	3545	- 20,5
Tranche courante de la dette à long terme	1152	1357	17,8	463	693	49,6	689	663	- 3,7
Autres exigibilités	2828	3679	30,1	1158	1957	69,1	1671	1722	3,0
Total des exigibilités	11158	11328	1,5	4341	5398	24,3	6817	5930	- 13,0
Dette à long terme	20380	19156	- 6,0	7874	7011	- 11,0	12506	12146	- 2,9
Paiements anticipés pour production différée	1745	1547	- 11,3	726	633	- 12,8	1019	915	- 10,3
Impôts sur le revenu différés	11524	11958	3,8	5080	5372	5,8	6445	6586	2,2
Autre passif à long terme	2458	3185	29,6	491	656	33,6	1968	2529	28,6
Avoir propre:									
Actions ordinaires	15452	15758	2,0	10076	10484	4,1	5376	5274	- 1,9
Actions privilégées	6156	5920	- 3,8	4834	4339	- 10,2	1322	1580	19,5
Bénéfices non répartis	12798	13602	6,3	2717	3051	12,3	10081	10551	4,7
Autres	4289	4010	- 6,5	2216	1922	- 13,3	2073	2088	0,7
Total	38695	39289	1,5	19843	19796	- 0,2	18853	19493	3,4
Total passif, impôts différés et avoir propre	85961	86464	0,6	38354	38866	1,3	47608	47599	- 0,0
Fonds de roulement	5723	4329	- 24,4	2167	217	- 90,0	3556	4112	15,6

	Sociétés intégrées et raffineurs			Petits producteurs de pétrole et gaz			Grands producteurs de pétrole et gaz		
Comptant, investissements et titres	2140	2050	- 4,2	1116	1048	- 6,1	1835	1275	- 30,5
Comptes à recevoir:									
Filiales	59	131	122,1	139	147	5,9	253	187	- 26,1
Autres	3626	3510	- 3,2	892	817	- 8,4	1821	1616	- 11,2
Total	3685	3642	- 1,2	1031	964	- 6,5	2074	1803	- 13,0
Stocks	3523	3084	- 12,5	136	154	13,1	599	614	2,5
Autres disponibilités	603	827	37,3	75	100	33,6	65	95	46,7
Total des disponibilités	9951	9602	- 3,5	2358	2266	- 3,9	4572	3788	- 17,2
Immobilisations	35796	36891	3,1	20351	21718	6,7	37194	38180	2,7
Moins:									
Épuisement									
Dépréciation et amortissement	11758	12490	6,2	5201	5434	4,5	10830	12094	11,7
Immobilisations moins l'amortissement comptant	23831	24170	1,4	14096	15134	7,4	25574	26087	2,0
Autres éléments de l'actif à long terme	2124	2179	2,6	1253	1213	- 3,2	2203	2026	- 8,0
Total de l'actif:	35905	35951	0,1	17706	18612	5,1	32349	31901	- 1,4
Comptes à payer:									
Filiales	235	410	74,6	170	107	- 37,1	73	362	398,8
Autres	3455	2826	- 18,2	919	852	- 7,2	2326	1735	- 25,4
Total	3690	3236	- 12,3	1089	960	- 11,9	2399	2097	- 12,6
Tranche courante de la dette à long terme	361	367	1,9	543	764	40,6	248	225	- 9,3
Autres exigibilités	1317	2155	63,6	505	371	- 26,6	1006	1153	14,7
Total des exigibilités	5368	5758	7,3	2138	2094	- 2,0	3653	3475	- 4,9
Dette à long terme	2899	2867	- 1,1	5545	4950	- 10,7	11935	11340	- 5,0
Paiements anticipés pour production différée	391	345	- 11,9	451	428	- 4,9	903	774	- 14,3
Impôts sur le revenu différés	5763	5949	3,2	1573	1570	- 0,2	4188	4440	6,0
Autre passif à long terme	808	920	13,9	670	1093	63,1	980	1171	19,6
Avoir propre:									
Actions ordinaires	6750	6782	0,5	4003	4470	11,7	4700	4506	- 4,1
Actions privilégées	2778	1746	- 37,2	2052	2450	19,4	1325	1724	30,1
Bénéfices non repartis	10753	11127	3,5	2	216	–	2043	2259	10,6
Autres	394	458	16,0	1272	1341	5,4	2623	2211	- 15,7
Total	20676	20112	- 2,7	7329	8477	15,7	10690	10700	0,1
Total passif, impôts différés et avoir propre	35905	35951	0,1	17706	18612	5,1	32349	31901	- 1,4
Fonds de roulement	4583	3844	- 16,1	221	172	- 22,0	919	313	- 66,0

B14

Capital utilisé par segment et par secteur d'activités en millions de dollars
Premier semestre

	Total de l'industrie			Sociétés sous contrôle canadien			Sociétés sous contrôle étranger		
	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %
Amont	49177	51057	3,8	22056	23907	8,4	27121	27150	0,1
Raffinage et commercialisation	10853	11656	7,4	4264	4816	12,9	6589	6840	3,8
Autres activités aval	3208	3361	4,7	1108	1552	40,1	2101	1809	– 13,9
Autres activités au Canada	11309	5988	– 47,1	6262	1591	– 74,6	5048	4397	– 12,9
Ensemble des activités au Canada	74547	72061	– 3,3	33689	31865	– 5,4	40858	40196	– 1,6
Activités à l'étranger	3115	3075	– 1,3	1647	1602	– 2,7	1468	1473	0,3
Grand total	77662	75137	– 3,3	35337	33468	– 5,3	42326	41669	– 1,6

	Sociétés intégrées et raffineurs			Petits producteurs de pétrole et gaz			Grands producteurs de pétrole et gaz		
	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %
Amont	13157	13615	3,5	13783	14535	5,5	22237	22906	3,0
Raffinage et commercialisation	10849	11194	3,2	4	377	–	0	85	–
Autres activités aval	2491	2466	– 1,0	56	2	– 96,2	662	892	34,9
Autres activités au Canada	3678	2521	– 31,5	1266	832	– 34,3	6365	2636	– 58,6
Ensemble des activités au Canada	30174	29796	– 1,3	15109	15746	4,2	29264	26520	– 9,4
Activités à l'étranger	379	397	4,8	1323	772	– 41,6	1414	1906	34,8
Grand total	30553	30193	– 1,2	16431	16518	0,5	30678	28425	– 7,3

Nota:
Le capital utilisé est défini comme étant le total de l'actif moins les exigibilités.

B15

Volume et valeur de la production
Premier semestre
Par province

	Alberta			Colombie-Britannique			Saskatchewan		
	1987	1988	Varia.	1987	1988	Varia.	1987	1988	Varia.
Volume en milliers de mètres cubes			%			%			%
Pétrole brut - PRNP	10931,6	13136,4	20,2	443,5	438,1	- 1,2	3250,5	3234,2	- 0,5
Pétrole brut - autres	12952,8	13403,0	3,5	582,8	501,2	- 14,0	1501,0	1647,1	9,7
Pétrole brut classique	23884,4	26539,4	11,1	1026,3	939,3	- 8,5	4751,5	4881,3	2,7
Sables pétrolifères	8236,9	8660,4	5,1	0,0	0,0	0,0	0,9	5,2	0,0
Gaz naturel commercialisable (10^6m^3)	29607,1	36011,9	21,6	3656,2	3960,0	8,3	909,7	1340,6	47,4
Liquides de gaz naturel (usine)	7653,4	8420,3	10,0	161,7	208,1	28,7	11,5	89,8	0,0
Production totale (comprend le soufre)	67365,2	77437,3	15,0	4687,5	4931,1	5,2	5636,7	6249,4	10,9
Valeur en millions de dollars			%			%			%
Pétrole brut - PRNP	1478,4	1484,1	0,4	61,6	52,6	- 14,7	386,1	306,3	- 20,7
Pétrole brut - autre	1784,9	1459,8	- 18,2	72,4	163,0	125,0	182,7	151,7	- 17,0
Pétrole brut classique	3263,3	2943,9	- 9,8	134,1	215,6	60,8	568,8	458,0	- 19,5
Sables pétrolifères	1056,7	850,6	- 19,5	0,1	0,0	- 100,0	0,4	0,0	- 93,0
Gaz naturel commercialisable (10^6m^3)	1827,6	2014,5	10,2	207,9	216,7	4,2	49,9	73,9	47,9
Liquides de gaz naturel (usine)	701,1	700,8	- 0,0	12,1	11,4	- 5,8	1,0	7,5	-
Production totale (comprend le soufre)	6848,8	6509,7	- 5,0	354,1	443,7	25,3	620,1	539,5	- 13,0

Par groupe de sociétés

	Total de l'industrie			Sociétés sous contrôle canadien			Sociétés sous contrôle étranger		
Volume en milliers de mètres cubes	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %
Pétrole brut - PRNP	15504,1	17723,4	14,3	5362,5	6175,1	15,2	10141,6	11548,3	13,9
Pétrole brut - autres	15223,1	15707,3	3,2	5154,2	5547,9	7,6	10068,9	10159,4	0,9
Pétrole brut classique	30727,2	33430,7	8,8	10516,7	11723,0	11,5	20210,5	21707,7	7,4
Sables pétrolifères	8237,8	8665,6	5,2	2329,0	2415,0	3,7	5908,8	6250,6	5,8
Gaz naturel commercialisable (10^6m^3)	34351,7	41477,1	20,7	14438,9	18165,9	25,8	19912,8	23311,2	17,1
Liquides de gaz naturel (usine)	7830,6	8722,4	11,4	3194,1	3530,2	10,5	4636,5	5192,2	12,0
Production totale (comprend le soufre)	78938,4	89859,4	13,8	29337,7	34511,1	17,6	49600,7	55348,3	11,6
Valeur en millions de dollars			%			%			%
Pétrole brut - PRNP	2007,7	1929,8	- 3,9	691,6	679,4	- 1,8	1316,1	1250,4	- 5,0
Pétrole brut - autre	2066,4	1795,0	- 13,1	677,8	611,6	- 9,8	1388,6	1183,4	- 14,8
Pétrole brut classique	4074,2	3724,8	- 8,6	1369,4	1291,0	- 5,7	2704,7	2433,8	- 10,0
Sables pétrolifères	1057,1	850,6	- 19,5	337,0	291,5	- 13,5	720,2	559,0	- 22,4
Gaz naturel commercialisable (10^6m^3)	2099,7	2315,1	10,3	861,6	987,9	14,7	1238,0	1327,2	7,2
Liquides de gaz naturel (usine)	714,6	720,1	0,8	265,4	294,7	11,1	449,2	425,3	- 5,3
Production totale (comprend le soufre)	7945,6	7610,6	- 4,2	2833,4	2865,1	1,1	5112,2	4745,4	- 7,2

	Sociétés intégrées et raffineurs			Petits producteurs de pétrole et gaz			Grands producteurs de pétrole et gaz		
Volume en milliers de mètres cubes	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %
Pétrole brut - PRNP	5296,8	5901,3	11,4	3759,3	4003,1	6,5	6448,0	7819,0	21,3
Pétrole brut - autres	4711,6	4688,9	- 0,5	2309,9	2598,7	12,5	8201,6	8419,7	2,7
Pétrole brut classique	10008,4	10590,2	5,8	6069,2	6601,8	8,8	14649,6	16238,7	10,8
Sables pétrolifères	5684,8	5876,7	3,4	89,3	204,3	128,9	2463,7	2584,6	4,9
Gaz naturel commercialisable (10^6m^3)	8127,0	9226,0	13,5	9672,8	12028,5	24,4	16551,9	20222,6	22,2
Liquides de gaz naturel (usine)	3096,0	3261,5	5,3	783,6	1014,6	29,5	3951,0	4446,3	12,5
Production totale (comprend le soufre)	26190,1	28199,2	7,7	16105,2	19237,3	19,4	36643,1	42423,0	15,8
Valeur en millions de dollars			%			%			%
Pétrole brut - PRNP	664,0	623,7	- 6,1	481,5	431,0	- 10,5	862,2	875,1	1,5
Pétrole brut - autre	658,6	550,9	- 16,4	282,8	273,4	- 3,3	1125,0	970,7	- 13,7
Pétrole brut classique	1322,6	1174,6	- 11,2	764,3	704,4	- 7,8	1987,2	1845,9	- 7,1
Sables pétrolifères	697,6	533,0	- 23,6	11,1	10,5	- 5,6	348,4	307,0	- 11,9
Gaz naturel commercialisable (10^6m^3)	512,1	542,1	5,9	559,9	625,2	11,6	1027,6	1147,8	11,7
Liquides de gaz naturel (usine)	264,9	257,6	- 2,7	63,6	104,8	64,8	386,2	357,7	- 7,4
Production totale (comprend le soufre)	2797,2	2507,4	- 10,4	1399,0	1444,8	3,3	3749,4	3658,4	- 2,4

B16

Frais d'exploitation en amont et redevances en millions de dollars

Par province

Premier semestre

	Alberta			Columbie-Britannique			Saskatchewan		
	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %
Activités associées	800,7	970,4	21,2	43,6	50,5	15,8	131,0	150,1	14,6
Usine de traitement de gaz naturel	215,9	249,2	15,4	3,4	3,4	- 0,3	7,1	7,5	6,3
Sables pétrolifères	516,9	639,7	23,8	0,0	0,0	–	0,0	0,0	–
Taxes (excluant l'impôt sur le revenu)	42,0	36,7	- 12,7	1,6	0,4	- 74,9	4,9	4,6	- 6,2
Frais généraux d'exploitation	412,9	367,3	- 11,0	10,6	9,2	- 13,8	33,2	28,3	- 14,5
Total, frais d'exploitation	1988,5	2263,4	13,8	59,2	63,4	7,1	176,1	190,6	8,2
Redevances fédérales da la Couronne	0,2	11,0	–	0,0	0,4	–	0,3	0,9	208,4
Redevances et taxes provinciales	1003,6	976,4	- 2,7	55,6	50,5	- 9,2	110,5	91,8	- 17,0
Autres redevances et paiements	196,8	188,2	- 4,4	10,8	9,9	- 7,8	29,6	25,8	- 13,0
Redevances totales	1200,6	1175,5	- 2,1	66,4	60,9	- 8,3	140,4	118,5	- 15,6

Par groupe de sociétés

	Total de l'industrie			Sociétés sous contrôle canadienne			Sociétés sous contrôle étranger		
	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %
Activités associées	997,5	1195,7	19,9	400,8	478,5	19,4	596,7	717,2	20,2
Usine de traitement de gaz naturel	238,7	272,7	14,3	84,4	93,0	10,2	154,3	179,7	16,5
Sables pétrolifères	516,9	639,8	23,8	180,0	230,4	28,0	336,9	409,4	21,5
Taxes (excluant l'impôt sur le revenu)	48,9	41,8	- 14,4	15,7	11,9	- 24,7	33,2	30,0	- 9,6
Frais généraux d'exploitation	469,5	418,1	- 11,0	139,5	133,4	- 4,4	330,0	284,7	- 13,7
Total, frais d'exploitation	2271,5	2568,1	13,1	820,5	947,3	15,4	1451,0	1620,9	11,7
Redevances fédérales da la Couronne	3,0	15,0	394,2	0,3	0,2	- 36,7	2,7	14,8	–
Redevances et taxes provinciales	1174,4	1122,4	- 4,4	380,1	381,1	0,3	794,3	741,3	- 6,7
Autres redevances et paiements	242,9	228,6	- 5,9	90,6	96,7	6,7	152,4	131,9	- 13,4
Redevances totales	1420,4	1386,0	- 3,6	471,0	478,0	1,5	949,4	888,0	- 6,5

	Sociétés intégrées et raffineurs			Petits producteurs de pétrole et gaz			Grands producteurs de pétrole et gaz		
	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %	1987	1988	Varia. %
Activités associées	290,5	351,7	21,1	232,9	291,1	25,0	474,1	552,8	16,6
Usine de traitement de gaz naturel	64,5	73,0	13,3	32,6	26,1	- 19,9	141,6	173,6	22,6
Sables pétrolifères	327,0	397,5	21,5	5,8	2,7	- 53,2	184,1	239,6	30,1
Taxes (excluant l'impôt sur le revenu)	15,4	8,4	- 45,1	8,4	6,9	- 17,9	25,1	26,5	5,5
Frais généraux d'exploitation	185,3	124,8	- 32,7	62,4	75,0	20,3	221,9	218,3	- 1,6
Total, frais d'exploitation	882,6	955,4	8,2	342,2	401,9	17,5	1046,8	1210,8	15,7
Redevances fédérales da la Couronne	2,1	2,3	9,5	0,3	12,2	–	0,6	0,5	- 14,2
Redevances et taxes provinciales	362,2	342,6	- 5,4	197,5	196,8	- 0,3	614,7	582,9	- 5,2
Autres redevances et paiements	91,6	81,7	- 10,8	72,4	66,7	- 7,9	78,9	80,2	1,6
Redevances totales	455,9	426,7	- 6,4	270,2	275,7	2,0	694,2	663,7	- 4,4

B17

Conciliation du revenu comptable et du revenu imposable par contrôle: 1987
Ensemble des activités au Canada *en millions de dollars*

	Total de l'industrie	Sociétés sous contrôle canadien	Sociétés sous Contrôle étranger	Sociétés intégrées et raffineurs	Producteurs de pétrole et de gaz
Revenu comptable après impôt	4137	1134	3003	2836	1301
Provisions pour l'impôt	1761	172	1590	1316	446
Revenu comptable avant impôt	5898	1305	4593	4151	1747
Additions:					
TRPG	–	–	–	–	–
Dépréciation et amortissement	2524	1195	1329	1306	1218
Épuisement	1641	1290	350	301	1339
Frais d'exploration et développement engagés	616	37	578	164	452
Redevances non déductibles à la couronne	2403	1022	1381	728	1675
Pertes relatives à la cession de biens	90	72	18	32	57
Gain en capital imposable	331	208	123	150	181
Dépenses en recherche et développement	20	14	6	12	8
Autres additions	4168	3349	819	610	3558
Déductions:					
Déductions pour amortissement	2858	1406	1451	1537	1321
Frais généraux indirects pour l'exploration et l'aménagement	45	41	4	–	45
Déduction relative à des ressources	2150	978	1172	641	1509
Frais d'intérêt pour fins d'impôts	121	87	34	35	86
Demande relative aux frais d'exploration	1131	434	698	325	807
Demande relative aux frais d'aménagement	1030	535	496	308	722
Demande relative au FCPG	459	235	224	128	331
Déduction pour épuisement gagné	254	89	166	144	110
Frais d'exploration et d'aménagement à l'étranger	77	66	11	14	63
Frais d'exploration et d'aménagement au Canada	2	1	1	–	2
Allocation pour exploration frontalière	–	–	–	–	–
Déduction supplémentaire pour épuisement	–	–	–	–	–
Gains relatifs à la cession de biens	423	266	156	156	267
Compte compensatoire cumulatif (CCC)	10	10	0	0	10
Autres déductions	3049	1618	1431	1696	1354
Différence nette entre les bénéfices nets avant impôt et bénéfices nets pour le calcul de l'impôt de l'année en cours	184	1422	– 1238	– 1679	1862
Bénéfices nets pour le calcul de l'impôt	6082	2727	3354	2472	3609
Soustraire:					
Pertes autres qu'en capital	732	382	350	301	130
Dividends imposables	2327	1756	571	551	1776
Autres déductions	96	43	53	44	52
Revenu net imposable	2944	558	2386	1576	1368
Plus:					
Pertes pour l'année en cours autres qu'en capital	947	634	313	300	647
Revenu imposable (assiette fiscale)	3891	1192	2699	1876	2015
Crédits d'impôt:					
Abattement de l'impôt fédéral	339	93	246	165	173
Déductions relatives à des bénéfices de fabrication et de transformation	74	6	67	57	17
Crédit d'impôt à l'étranger	1	1	0	0	0
Crédit d'impôt pour la recherche scientifique et le développement expérimental	4	4	0	3	1
Crédit d'impôt sur l'achat d'actions	–	–	–	–	–
Crédit d'impôt à l'investissement (CII)	145	33	112	106	39
Crédit d'impôt à l'exploration (CIE)	21	20	1	14	7
Autres crédits d'impôt fédéral	12	11	1	11	1
Impôt à payer:					
Impôt fédéral total	1150	286	864	552	598
Impôt provincial avant dégrèvement et crédits	411	95	316	212	199
Impôt provincial à payer	171	– 40	211	158	14
Impôt total	1322	246	1075	710	612
Pertes autres qu'en capital					
Solde d'ouverture	1297	1023	274	214	1083
Pertes pour l'année en cours	947	634	313	300	647
Pertes des prédécesseurs	82	45	37	37	45
Utilisées pendant l'année[1]	743	384	359	306	437
Expirées durant l'année	27	22	5	2	25
Reportées aux années précédentes	108	44	64	27	81
Solde de clôture	1457	1252	206	226	1232

(1) Comprend les pertes autres qu'en capital utilisées pendant l'année en cours pour réduire l'impôt de la partie IV.

B18

Conciliation du revenu comptable et du revenu imposable par contrôle: 1987
Ensemble des activités en amont *en millions de dollars*

	Total de l'industrie	Sociétés sous contrôle canadien	Sociétés sous contrôle étranger	Sociétés intégrées et raffineurs	Producteurs de pétrole et de gaz
Revenu comptable après impôts	2721	696	2025	1484	1237
Provision pour l'impôt	1149	– 135	1284	738	410
Revenu comptable avant impôts	3870	561	3309	2222	1648
Additions:					
TRPG	–	–	–	–	–
Dépréciation et amortissement	1604	743	861	567	1037
Épuisement	1571	1220	350	242	1329
Frais d'exploration et de développement engagés	597	37	560	159	438
Redevances non déductibles à la Couronne	2402	1022	1381	728	1675
Pertes relatives à la cession de biens	38	25	13	–	38
Gain en capital imposable	91	11	79	12	78
Dépenses en recherche et développement	7	3	4	–	7
Autres additions	2486	1878	608	203	2283
Déductions:					
Déduction pour amortissement	1731	904	828	634	1097
Frais généraux indirects pour l'exploration et d'aménagement engagés	45	41	4	–	45
Déduction relative à des ressources	2140	967	1173	641	1499
Frais d'intérêt pour fins d'impôts	87	65	22	21	65
Demande relative aux frais d'exploration	1109	427	683	319	790
Demande relative aux frais d'aménagement	1022	529	493	307	715
Demande relative au FCPG	455	231	224	128	327
Déduction pour épuisement gagné	247	86	161	142	105
Frais d'exploration et d'aménagement à l'étranger	76	65	11	14	62
Frais d'exploration et d'aménagement au Canada	2	1	1	–	2
Allocation pour exploration frontalière	–	–	–	–	–
Déduction supplémentaire pour épuisement	–	–	–	–	–
Gains relatifs à la cession de biens	190	119	71	21	169
Compte compensatoire cumulatif (CCC)	10	10	–	0	10
Autres déductions	1945	644	1301	806	1139
Différence nette entre les bénéfices nets avant impôt et bénéfices nets pour le calcul de l'impôt de l'année en cours	– 264	850	– 1114	– 1124	860
Bénéfices nets pour le calcul de l'impôt	3606	1411	2195	1099	2507
Soustraire:					
Pertes autres qu'en capital	433	339	94	24	409
Dividendes imposables	601	407	194	136	464
Autres déductions	27	12	14	1	26
Revenu net imposable	2553	655	1898	937	1615
Plus:					
Pertes pour l'année en cours autres qu'en capital	636	562	74	69	567
Revenu imposable (assiette fiscale)	3188	1216	1972	1006	2182
Crédit d'impôt:					
Abattement de l'impôt fédéral	258	77	181	86	172
Déductions relatives à des bénéfices de fabrication et de transformation	29	1	28	14	15
Crédit d'impôt à l'étranger	0	0	–	0	0
Crédit d'impôt pour la recherche scientifique et le développement expérimental	1	1	0	–	1
Crédit d'impôt sur l'achat d'actions	–	–	–	–	–
Crédit d'impôt à l'investissement	76	24	51	41	35
Crédit d'impôt à l'exploration	21	20	1	14	7
Autres crédits d'impôt fédéral	12	11	1	11	1
Impôt à payer:					
Impôt fédéral total	961	223	738	391	570
Impôt provincial avant dégrèvement et crédits	288	65	223	104	183
Impôt provincial à payer	67	– 58	125	68	– 2
Impôt total	1028	165	863	460	568
Pertes autres qu'en capital					
Solde d'ouverture	808	661	147	23	785
Pertes pour l'année en cours	636	562	74	69	567
Pertes des prédécesseurs	62	45	18	18	45
Utilisées pendant l'année (1)	422	330	92	24	398
Expirées durant l'année	10	5	5	2	8
Reportées aux années précédentes	42	8	34	18	24
Solde de clôture	1038	930	108	66	973

(1) Comprend les pertes autres qu'en capital utilisées pendant l'année en cours pour réduire l'impôt de la partie IV.

B19

Conciliation du revenu comptable et du revenu imposable par contrôle: 1986
Ensemble des activités au Canada *en millions de dollars*

	Total de l'industrie	Sociétés sous contrôle canadien	Sociétés sous Contrôle étranger	Sociétés intégrées et raffineurs	Producteurs de pétrole et de gaz
Revenu comptable après impôts	1027	- 624	1651	1780	- 753
Provision pour l'impôt	952	- 20	972	902	50
Revenu comptable avant impôts	1979	- 644	2623	2682	- 703
Additions:					
TRPG	481	252	229	112	369
Dépréciation et amortissement	2854	1608	1245	1368	1486
Épuisement	1510	1250	260	108	1402
Frais d'exploration et de développement engagés	864	163	700	229	635
Redevances non déductibles à la Couronne	2228	1114	1114	570	1658
Pertes relatives à la cession de biens	513	498	15	7	506
Gain en capital imposable	185	128	57	- 0	186
Dépenses en recherche et développement	-	-	-	-	-
Autres additions	5381	4279	1103	1401	3981
Déductions:					
Déduction pour amortissement	2413	1445	968	1226	1187
Frais généraux indirects pour l'exploration et l'aménagement	77	61	15	14	63
Déduction relative à des ressources	1742	902	841	444	1299
Frais d'intérêt pour fins d'impôts	159	112	47	48	111
Demande relative aux frais d'exploration	1210	321	889	538	672
Demande relative aux frais d'aménagement	982	555	426	267	715
Demande relative au FCPG	350	234	116	53	296
Déduction pour épuisement gagné	240	104	135	100	140
Frais d'exploration et d'aménagement à l'étranger	69	54	15	12	57
Frais d'exploration et d'aménagment au Canada	1	0	1	0	1
Allocation pour exploration frontalière	7	7	-	-	7
Déduction supplémentaire pour épuisement	12	6	6	-	12
Gains relatifs à la cession de biens	296	229	67	74	223
Compte compensatoire cumulatif (CCC)	3	3	-	0	3
Autres déductions	2860	1601	1259	1547	1313
Différence nette entre les bénéfices nets avant impôt et bénéfices nets pour le calcul de l'impôt de l'année en cours	3596	3660	- 64	- 528	4123
Bénéfices nets pour le calcul de l'impôt	5573	3014	2558	2154	3419
Soustraire:					
Pertes autres qu'en capital	729	597	131	249	480
Dividendes imposables	3250	2482	768	827	2423
Autres déductions	160	143	17	19	140
Revenu net imposable	1434	- 207	1642	1059	375
Plus:					
Pertes pour l'année en cours autres qu'en capital	1111	880	231	95	1016
Revenu imposable (assiette fiscale)	2545	673	1873	1154	1392
Crédit d'impôt:					
Abattement de l'impôt fédéral	226	56	171	104	123
Déductions relatives à des bénéfices de fabrication et de transformation	87	8	80	71	16
Crédit d'impôt à l'étranger	8	1	7	0	8
Crédit d'impôt pour la recherche scientifique et le développement expérimental	-	-	-	-	-
Crédit d'impôt sur l'achat d'actions	9	0	8	8	0
Crédit d'impôt à l'investissement	228	52	176	168	60
Crédit d'impôt à l'exploration	3	3	0	2	1
Autres crédits d'impôt fédéral	23	23	0	13	10
Impôt à payer:					
Impôt fédéral total	654	130	524	270	384
Impôt provincial avant dégrèvement et crédits	250	54	196	129	121
Impôt provincial à payer	16	-66	82	94	- 78
Impôt total	670	64	606	363	306
Pertes autres qu'en captial					
Solde d'ouverture	1050	778	271	402	648
Pertes pour l'année en cours	1111	880	231	95	1016
Pertes des prédécesseurs	199	198	0	8	191
Utilisées pendant l'année(1)	729	597	131	249	480
Expirées durant l'année	61	54	6	5	55
Reportées aux années précédentes	104	15	89	15	89
Solde de clôture	1466	1191	275	235	1231

(1) Comprend les pertes autres qu'en capital utilisées pendant l'année en cours pour réduire l'impôt de la partie IV.

B20

Conciliation du revenu comptable et du revenu imposable par contrôle: 1986
Ensemble des activités en amont *en millions de dollars*

	Total de l'industrie	Sociétés sous contrôle canadien	Sociétés sous contrôle étranger	Sociétés intégrées et raffineurs	Producteurs de pétrole et de gaz
Revenu comptable après impôt	335	– 466	801	633	– 299
Provision pour l'impôt	324	– 341	665	343	– 19
Revenu comptable avant impôt	659	– 806	1465	977	– 318
Additions:					
TRPG	480	252	228	112	368
Dépréciation et amortissement	1826	1022	805	570	1256
Épuisement	1483	1225	258	108	1375
Frais d'exploration et de développement engagés	832	163	668	225	607
Redevances non déductibles à la Couronne	2228	1114	1114	570	1658
Pertes relative à la cession de biens	202	188	13	5	196
Gain en capital imposable	200	139	61	1	199
Dépenses en recherche et développement	–	–	–	–	–
Autres additions	2316	1534	782	601	1716
Déductions:					
Déduction pour amortissement	1617	866	751	616	1002
Frais généraux indirects pour l'exploration et l'aménagement	76	61	15	14	63
Déduction relative à des ressources	1734	891	843	444	1290
Frais d'intérêt pour fins d'impôts	126	85	41	31	95
Demande relative aux frais d'exploration	1190	314	875	538	652
Demande relative aux frais d'aménagement	974	551	422	267	707
Demande relative au FCPG	350	234	116	53	296
Déduction pour épuisement gagnée	239	104	135	100	140
Frais d'exploration et d'aménagement à l'étranger	66	50	15	12	54
Frais d'exploration et d'aménagement au Canada	1	–	1	0	1
Allocation pour exploration frontalière	7	7	–	–	7
Déduction supplémentaire pour épuisement	12	6	6	–	12
Gains relatifs à la cession de biens	95	65	30	9	85
Compte compensatoire cumulatif (CCC)	3	3	–	0	3
Autres déductions	1691	816	875	563	1128
Différences nette entre les bénéfices nets avant impôt et bénéfices nets pour le calcul de l'impôt de l'année en cours	1386	1583	– 196	– 456	1842
Bénéfices nets pour le calcul de l'impôt	2044	775	1269	521	1523
Soustraire:					
Pertes autres qu'en capital	498	442	56	43	454
Dividendes imposables	510	316	194	252	258
Autres déductions	144	135	8	7	136
Revenu net imposable	892	– 118	1011	218	674
Plus:					
Pertes pour l'année en cours autres qu'en capital	829	664	165	45	783
Revenu imposable (assiette fiscale)	1721	546	1175	264	1458
Crédit d'impôt:					
Abattement de l'impôt fédéral	134	23	111	25	109
Déductions relatives à des bénéfices de fabrication et de transformation	26	3	24	10	16
Crédit d'impôt à l'étranger	3	0	2	–	3
Crédit d'impôt pour la recherche scientifique et le développement expérimental	–	–	–	–	–
Crédit d'impôt sur l'achat d'actions	8	–	8	8	–
Crédit d'impôt à l'investissement	92	39	53	35	57
Crédit d'impôt à l'exploration	3	3	0	2	1
Autres crédits d'impôt fédéral	15	15	0	8	7
Impôt à payer:					
Impôt fédéral total	386	36	351	50	336
Impôt provincial avant dégrèvement et crédits	131	23	108	26	105
Impôt provincial à payer	– 93	– 95	2	– 1	– 91
Impôt total	294	– 59	353	48	245
Pertes autres qu'en capital					
Solde d'ouverture	403	300	102	39	364
Pertes pour l'année en cours	829	664	165	45	783
Pertes des prédécesseurs	198	198	–	7	190
Utilisées pendant l'année(1)	498	442	56	43	454
Expirées durant l'année	60	54	6	5	55
Reportées aux années précédentes	92	11	81	14	78
Solde de clôture	779	655	124	29	750

(1) Comprend les pertes autres qu'en capital utilisées pendant l'année en cours pour réduire l'impôt de la partie IV.

B21

Réclamations de l'année et réserves fiscales restantes - 1987 en millions de dollars

	Sociétés sous contrôle canadien		Sociétés sous contrôle étranger		Ensemble de l'industrie	
	En amont	Total	En amont	Total	En amont	Total
Déduction pour amortissement - Catégorie 10						
Solde d'ouverture	2089	2387	1739	1975	3828	4361
Additions nettes	446	487	617	679	1063	1166
Aide gouvernementale	21	21	18	18	39	39
Rajustements	15	– 3	118	109	133	105
Demandée pendant la période en cours	512	557	577	630	1089	1187
Solde de clôture	2019	2293	1878	2115	3897	4408
Déduction pour amortissement - Catégorie 28						
Solde d'ouverture	45	160	126	269	171	429
Additions nettes	78	89	74	161	152	250
Aide gouvernementale	3	3	0	15	3	18
Rajustements	0	–	2	8	2	8
Demandée pendant la période en cours	81	86	145	196	226	282
Solde de clôture	39	160	57	227	96	387
Déduction pour amortissement - Catégorie 29						
Solde d'ouverture	478	1523	81	807	559	2330
Additions nettes	34	131	108	307	142	438
Aide gouvernementale	1	12	3	18	4	30
Rajustements	– 2	– 4	21	– 10	19	– 14
Demandée pendant la période en cours	257	487	63	404	320	892
Solde de clôture	251	1150	145	682	396	1832
Déduction pour amortissement - Autres						
Solde d'ouverture	584	2389	349	1868	933	4257
Additions nettes	– 17	171	18	336	1	507
Aide gouvernementale	0	2	1	1	1	3
Rajustements	58	7	34	7	92	14
Demandée pendant la période en cours	53	275	44	222	97	497
Solde de clôture	571	2289	357	1988	928	4277
Crédit d'impôt à l'investissement						
Solde d'ouverture	92	119	21	98	113	217
CII gagné	38	49	52	97	90	146
Rajustements	– 12	– 17	4	3	– 8	– 14
CII demandé et/ou remboursé	26	39	47	144	73	183
Solde de clôture	92	112	30	54	122	166
Crédit d'impôt à l'exploration						
Solde d'ouverture	8	8	–	–	8	8
CIE gagné	29	29	1	1	30	30
Rajustements	–	–	–	–	–	–
CIE réclamé /ou remboursé	21	21	1	1	22	22
Solde de clôture	16	16	–	–	16	16
Frais cumulatifs d'exploration au Canada						
Solde d'ouverture	939	1079	533	533	1473	1613
Additions nettes	1084	1097	721	749	1806	1845
Aide gouvernementale – CII	17	17	2	2	19	19
Aide gouvernementale – autres	257	257	10	10	267	267
Rajustements	– 11	– 11	– 6	– 6	– 18	– 18
Demandés pendant la période en cours	424	431	684	698	1108	1130
Virés au CCC	–	–	–	–	–	–
Solde de clôture	1314	1459	553	565	1866	2024

B21 (suite)

Réclamations de l'année et réserves fiscales restantes - 1987 en millions de dollars

	Sociétés sous contrôle canadien		Sociétés sous contrôle étranger		Ensemble de l'industrie	
	En amont	Total	En amont	Total	En amont	Total
Frais cumulatifs d'aménagement au Canada						
Solde d'ouverture	1721	1746	1252	1257	2972	3003
Additions nettes	547	549	450	450	997	1000
Aide gouvernementale	42	42	9	9	51	51
Rajustements	- 23	- 24	- 53	- 53	- 77	- 77
Demandée pendant la période en cours	529	535	492	495	1021	1030
Virés au CCC	–	–	–	–	–	–
Solde de clôture	1673	1694	1147	1151	2820	2845
Compte compensatoire cumulatif						
Solde d'ouverture	710	710	83	83	793	793
Additions désignées au FEC	–	–	–	–	–	–
Additions désignées au FAC	–	–	–	–	–	–
Rajustements	16	17	5	5	21	21
Demandée pendant la période en cours	10	–	–	–	10	–
Solde de clôture	716	717	87	87	804	804
FCPG						
Solde d'ouverture	1822	1890	1657	1657	3479	3547
Additions nettes	684	725	734	734	1418	1459
Rajustements	34	- 17	169	169	204	153
Demandée pendant la période en cours	231	235	224	224	455	459
Solde de clôture	2310	2364	2336	2336	4646	4700
Déduction pour épuisement gagné						
Solde d'ouverture	906	910	912	925	1818	1835
Additions nettes	75	76	140	176	215	252
Rajustements	86	85	- 11	1	75	86
Demandée pendant la période en cours	89	89	161	166	250	254
Solde de clôture	979	982	879	936	1858	1918
Frais d'exploration et d'aménagment à l'étranger						
Solde d'ouverture	524	528	84	84	608	612
Additions nettes	70	70	0	0	70	70
Demandée pendant la période en cours	65	65	11	11	76	76
Solde de clôture	529	532	73	73	602	605
Frais d'exploration et d'aménagement au Canada						
Solde d'ouverture	13	15	13	13	26	28
Rajustements	12	12	–	–	12	12
Demandée pendant la période en cours	0	0	1	1	1	1
Solde de clôture	25	27	12	12	37	39
Déduction supplémentaire pour épuisement						
Solde d'ouverture	4	4	3	3	7	7
Demandée pendant la période en cours	–	–	–	–	–	–
Solde de clôture	4	4	3	3	7	7
Allocation pour exploration frontalière						
Solde d'ouverture	153	153	9	9	162	162
Demandée pendant la période en cours	–	–	–	–	–	–
Solde de clôture	153	153	9	9	162	162
Rappel						
Bénéfices relatifs à des ressources pour calculer la déduction relative à ces ressources	3748	3795	4538	4538	8285	8333
Redevances de production reçues	93	93	37	37	130	130
Redevances de production payées	136	136	273	276	409	412
Intérêts capitalisées pour fin de l'impôt	13	14	11	11	24	25
Intérêts engagés pour fins de l'impôt	1226	1517	444	649	1670	2166
Bénéfices de la fabrication et du traitement au Canada	42	83	266	673	308	756

Annexe C
Glossaire

Acquisitions – acquisitions d'actions d'une autre société pétrolière ou achat de l'actif d'une telle société. Les dépenses en capital destinées à cette fin sont incluses dans "autres affectations de fonds" dans les rapports d'examen. *(Acquisitions)*

Actions accréditives – outil financier qui permet à une compagnie engagée dans l'exploration minière ou pétrolière d'émettre des actions en vue de lever des fonds pour ses dépenses d'exploration et de mise en valeur. En retour, la compagnie renonce à ses dépenses fiscales parallèles comme les frais d'exploration au Canada (FEC), les frais d'aménagement au Canada (FAC) et les frais à l'égard de biens canadiens relatifs au pétrole et au gaz (FCPG) pour les transférer aux détenteurs des actions. Le financement par actions accréditives donne aux investisseurs la possibilité de déduire de leurs propres revenus les dépenses d'exploration pétrolière ou minière engagées par la compagnie émettrice. *(Flow-through shares)*

Activités autres au Canada – comprend les services de forage, l'exploitation du charbon, de l'uranium, des métaux et d'autres activités qui ne sont pas reliées directement à l'activité pétrolière. L'activité des sociétés peut également être visée par cette définition. *(Other Canadian Operations)*

Amortissement – sur une période donnée, montant imputé à l'actif, autrement que par la dépréciation, l'épuisement et les dépenses d'exploration et de mise en valeur. Ce montant comprend également les gains ou pertes réalisés lors de la cession d'éléments d'actif et les sommes radiées de l'actif. *(Amortization)*

Autres affectations de fonds – affectations comme les acquisitions, les achats de machines et de matériel usagé et les investissements à long terme. *(All Other Uses of Funds)*

Autres sources de fonds – produits de la vente de l'actif ou investissements à long terme, paiements anticipés applicables à la production future et reclassification d'une dette importante, de court terme à long terme, contractée en 1984. *(All Other Sources of Funds)*

Avoir propre – valeur comptable du capital libéré des actionnaires, du surplus d'apport et des bénéfices non répartis. *(Equity)*

Capital utilisé – valeur comptable nette de l'actif total moins le passif courant. *(Capital Employed)*

Contrôle canadien – en général, une société est sous contrôle canadien lorsque 50 % ou plus de ses actions avec droit de vote sont détenues soit directement, soit indirectement par des résidents du Canada. Dans quelques cas exceptionnels, lorsqu'une tranche importante d'actions est détenue par des résidents et que les autres actions sont détenues par des tiers, une société peut de fait être sous contrôle canadien même si plus de 50 % de ses actions avec droit de vote sont détenues par des non-résidents. *(Canadian Control)*

Dépenses en capital – investissements dans la machinerie, l'équipement, les structures et avoirs miniers nouveaux, capitalisés ou imputés directement sur le coût des activités courantes, ainsi que les valeurs immatérielles (par ex., coût de location d'équipement), l'intérêt capitalisé et les dépenses capitalisées de réparation. *(Capital Expenditures)*

Dépenses de mise en valeur – dépenses comprenant les coûts de forage et d'achèvement de puits dans une région où l'existence de réserves de pétrole et de gaz naturel est déjà prouvée, le coût des réseaux de captage et des installations de séparation sur le terrain et le coût d'achat de réserves prouvées. *(Development Expenditures)*

Dépenses de production – dépenses liées à la production de pétrole et de gaz naturel. Les dépenses liées aux usines de traitement du gaz naturel sont incluses. *(Production Expenditures)*

Dépréciation – montant imputé sur les dépenses applicables à l'actif susceptible de dépréciation qui a été capitalisé. Cela ne correspond pas à la déduction pour amortissement utilisée pour calculer la dépréciation aux fins d'impôt. *(Depreciation)*

Dette à long terme – dette dont l'échéance dépasse un an. Les actions privilégiées peuvent être considérées comme une dette à long terme lorsqu'elles sont remboursables à un montant fixe sans privilège de conversion ou droit de vote. *(Long-term Debt)*

Épuisement – montant imputé sur les dépenses dans les états financiers de la société, applicable à l'actif susceptible d'épuisement qui a été capitalisé. Il ne s'agit pas de la déduction pour épuisement gagné, calculée aux fins d'impôt. *(Depletion)*

Extraction minière des ressources énergétiques – extraction de l'uranium et du charbon (exclut l'extraction des sables pétrolifères). *(Energy Mining)*

Fonds de roulement – actif à court terme (liquidités, investissements à court terme, comptes à recevoir, stocks) moins le passif à court terme (comptes à payer, dettes et titres venant à échéance dans moins d'un an). *(Working Capital)*

Frais d'exploration – comprend tous les droits d'affermage et les coûts d'acquisition des terres, les dépenses liées à des travaux géologiques et géophysiques et les coûts des forages d'exploration, qu'ils soient capitalisés ou radiés. Les forages d'exploration désignent généralement les puits forés en dehors des limites d'une région prouvée ou à l'intérieur des limites d'une telle région mais dans une zone inéprouvée. Ces forages servent à déterminer l'existence de réserves pétrolières ou gazières. Sont également inclus les coûts de puits improductifs, les tubages et autres matériaux et équipements abandonnés sur place. *(Exploration Costs)*

Frais non monétaires – désigne les entrées imputées à la période visée par le rapport sans qu'il s'agisse de dépenses monétaires réelles au cours de ladite période, c'est-à-dire la dépréciation, l'épuisement et l'amortissement. *(Non-cash Charges)*

Grands producteurs – sociétés qui réalisent chacune plus de 1 % des recettes totales de l'industrie dans les secteurs amont des activités et dont les activités sont surtout axées sur l'exploration et la production. *(Senior Producers)*

Impôt reporté – impôt accumulé et considéré comme dépense dans l'état des résultats, mais non payable pendant la période visée. L'impôt est reporté, par exemple, lorsque les biens immobilisés sont amortis (au moyen de la déduction pour amortissement) aux fins d'impôt à des taux supérieurs aux taux de dépréciation utilisés pour préparer les rapports financiers. *(Deferred Income Taxes)*

Impôt sur le revenu courant – partie de l'impôt sur le revenu, tant fédéral que provincial, se rapportant à la période visée par le rapport et réputé exigible. *(Current Income Tax)*

Méthode de capitalisation du coût de la recherche fructueuse – méthode comptable suivant laquelle seuls sont capitalisés les coûts qui entraînent directement des bénéfices futurs identifiables et qui sont liés à la découverte, à l'acquisition ou à la mise en valeur de réserves particulières. Les coûts qui ne donnent pas lieu à des bénéfices futurs identifiables sont généralement imputés sur les dépenses à mesure qu'ils sont engagés, ou sont passés au compte des pertes. Sont inclus les coûts liés aux études géologiques et géophysiques, à la possession des gisements inexploités et aux activités d'exploration et de mise en valeur de gisements improductifs. *(Successful Efforts Accounting)*

Méthode de capitalisation du coût entier – méthode comptable suivant laquelle tous les coûts liés à la prospection et à l'acquisition de réserves, à l'exploration et à la mise en valeur de gisements dans des centres de coûts sont initialement capitalisés et imputés uniquement sur les dépenses à mesure que les gisements auxquels s'appliquent les coûts sont mis en production. Les coûts engagés comprennent les frais de prospection, de location, d'acquisition, de rétention, d'exploration et de mise en valeur ainsi que les frais indirects associés (c'est-à-dire les frais généraux et administratifs). Les frais d'exploitation sont défrayés à mesure qu'ils sont engagés. *(Full Cost Accounting)*

Participation canadienne – la proportion des actions totales assorties du droit de vote d'une société qui est détenue soit directement soit indirectement (par l'intermédiaire d'autres sociétés) par des résidents canadiens. *(Canadian Ownership)*

Petits producteurs – sociétés dont les travaux sont surtout axés sur l'exploration et la production et dont les activités amont représentent pour chacune moins de 1 % des recettes totales de l'industrie. *(Junior Producers)*

Pétrole lourd non classique – gisements de pétrole dont la masse volumique est habituellement supérieure à 934 kg/m³ et dont la récupération se fait surtout par des méthodes assistées. Pour les gisements canadiens de pétrole lourd, la masse volumique est généralement de l'ordre de 935 à 985 kg/m³. Les principaux gisements sont ceux de Cold Lake et de Lloydminster. *(Non-conventional Heavy Oil)*

Programme canadien d'encouragement à l'exploration et à la mise en valeur (PCEEMV) – accorde une aide directe aux sociétés qui exercent des activités d'exploration et de mise en valeur au Canada. En vigueur à partir du 1er avril 1987, le PCEEMV fournit des stimulants pécuniaires couvrant 33 1/3 pour cent des dépenses d'exploration et de mise en valeur partout au Canada, jusqu'à concurrence de 10 millions de dollars annuellement par société. Des mesures fiscales proposées dans la Réforme de l'impôt sur le revenu de juin 1987 prévoient l'élimination progressive du programme sur une période de temps équivalant à la période d'élimination de

l'épuisement gagné, c'est-à-dire que les dépenses encourues après le 1er octobre 1988 et avant le 30 juin 1989 profiteront d'un taux d'encouragement de 25 %. Ce taux tombera à 16 2/3 % après le 30 juin 1989 et demeurera le même jusqu'au 31 décembre, la fin du programme. *(Canadian Exploration and Development Incentive Program)*

Programme canadien d'encouragement à l'exploration – Offre jusqu'à 3 millions de dollars d'encouragement par société, pour chaque année civile, en fonction de 30% des dépenses admissibles, jusqu'à concurrence de 10 millions de dollars par année. La limite de 10 millions de dollars s'applique tant au Programme canadien d'encouragement et la mise en valeur (PCEEMV) qu'au Programme canadien d'encouragement à l'exploration (PCEE). Ce dernier programme a été lancé le 1er octobre 1988 pour l'exploration pétrolière et gazière alors que le taux d'encouragement du PCEEMV tombait à 25%. Les primes d'encouragement du PCEE se limitent aux dépenses engagées en vertu d'ententes liées à des actions accréditives, la société et l'investisseur n'ayant aucun lien de dépendance. *(Canadian Exploration Incentive Program)*

Programme d'encouragement du secteur pétrolier (PESP) – des subventions directes sont versées aux sociétés qui entreprennent des activités d'exploration et de mise en valeur au Canada. Le taux de subvention varie en fonction du secteur d'activité et il est plus élevé dans le cas des sociétés sous contrôle canadien qui ont un taux de participation canadienne précis, déterminé en vertu de la Loi sur la détermination de la participation et du contrôle canadiens. Le gouvernement de l'Alberta administre et paie les subventions pour toutes les activités réalisées dans la province et l'Administration des mesures d'encouragement du secteur pétrolier, au palier fédéral, finance et administre le programme ailleurs au Canada. Parmi les mesures d'ordre financier adoptées dans le cadre de l'Accord de l'Ouest, il y a celle visant à mettre fin au PESP le 31 mars 1986 en ce qui a trait à l'ensemble des activités antérieurement admissibles aux subventions, sauf les dépenses d'exploration engagées aux fins de forage de puits dans les régions frontalières, qui peuvent répondre aux engagements pris dans le cadre des ententes d'exploration relatives aux terres du Canada. Les puits forés dans ces régions et admissibles aux subventions du PESP ont continué de l'être en vertu des droits acquis jusqu'au 31 décembre 1987. *(Petroleum Incentives Program)*

Rapport d'endettement – rapport du passif à long terme (plus d'une année) à l'avoir propre des actionnaires (capital-actions plus les bénéfices non répartis) à la fin d'une période. Les actions privilégiées peuvent être considérées comme une dette ou comme un avoir propre, selon les modalités applicables à ces actions (voir "Dette à long terme"). *(Debt/Equity Ratio)*

Ressources d'autofinancement – revenu net après impôts, plus les dépenses d'exploration et de mise en valeur engagées au cours de la période visée par le rapport, la dépréciation, l'épuisement, l'amortissement et les impôts reportés. *(Internal Cash Flow)*

Sables pétrolifères – réserves de bitume brut de gisements qui sont généralement solides à moins d'être chauffés et dont la masse volumique est habituellement supérieure à 985 kg/m3. Les gisements de l'Athabasca, de Peace River, de Wabasca, de Cold Lake et de Buffalo Head Hills sont les principales réserves du Canada. *(Oil Sands)*

Secteur en amont – activités et travaux liés à la recherche, à la mise en valeur, à la production, à l'extraction et à la récupération du pétrole brut, du gaz naturel, des liquides de gaz naturel et des sulfures, ainsi qu'à la production de pétrole synthétique. *(Upstream Segment)*

Secteur aval – comprend le raffinage, la commercialisation, le transport et les activités liées aux produits pétrochimiques. *(Downstream Segment)*

Sociétés intégrées – sociétés individuelles qui perçoivent des recettes importantes tant dans les secteurs amont qu'aval. *(Integrated Companies)*

Sources externes de fonds – sources de fonds autres que les ressources d'autofinancement, principalement la dette à long terme et l'avoir propre. *(External Sources of Funds)*

Taxe sur les recettes pétrolières et gazières (TRPG) – taxe de 13,3 % imposée sur les recettes de production, après déduction des frais d'exploitation et des redevances autres que celles de la Couronne, et déduction à l'égard de ressources de 25 % lorsqu'il faut payer des redevances et des taxes de la Couronne sur la production. Il est également possible de réduire l'assiette fiscale des projets admissibles de récupération tertiaire du montant des dépenses de capital admissibles engagées après 1982 et ce, jusqu'à concurrence des recettes imposables du gisement. En avril 1986, le crédit actuel de 500 000 $ aux petits

producteurs a été augmenté à 2 millions de dollars et le montant de 10 000 $ des recettes tirées des ressources que les particuliers peuvent exempter de la TRPG est passé à 40 000 $. Les usines de traitement de sables pétrolifères des sociétés Syncrude et Suncor se sont vues accorder une exonération de la TRPG jusqu'à la fin de 1986. Les sociétés n'ayant pas réalisé de profits pourront porter en déduction de la TRPG les dépenses inutilisées d'exploration et de mise en valeur. En vertu de l'Accord de l'Ouest, la TRGP devait être abolie progressivement jusqu'au 1er janvier 1989, mais le 8 septembre 1986, le gouvernement du Canada annonçait son élimination à partir d'octobre 1986. Entretemps, cette taxe n'est plus admissible aux fins de l'impôt sur le revenu. *(Petroleum and Gas Revenue Tax)*

Terres du Canada – les zones du Canada situées à l'extérieur des limites provinciales. *(Canada Lands)*

Définitions d'expressions touchant à la Fiscalité

Allocations du coût en capital--équivalent de l'amortissement comptable en ce qui concerne l'impôt sur le revenu. Le contribuable peut effectuer certaines déductions à l'égard du coût en capital des biens amortissables dans la mesure permise par le Règlement de l'impôt sur le revenu (RIR). Les mesures fiscales proposées dans la Réforme de l'impôt sur le revenu, en juin 1987, ont réduit les taux ACC pour certains types de propriété, les ramenant à un niveau plus réaliste par rapport aux taux de dépréciation. La Réforme lance également la règle de la mise en service pour les propriétés acquises après 1989. En vertu de cette règle, les contribuables ne peuvent réclamer d'ACC, et le crédit d'impôt a l'investissement n'est pas gagné avant la première des deux éventualités suivantes: l'année durant laquelle l'actif est mis en service ou l'année durant laquelle les travaux de construction sont terminés et les installations prêtes à être utilisées. *(Capital Cost Allowances)*

Parmi les catégories les plus pertinentes de la déduction pour amortissement, en ce qui concerne le secteur des hydrocarbures et le secteur minier, citons:

Catégorie 10--comprend des biens tels que le matériel des puits de pétrole et de gaz, les installations de forage (sauf les navires de forage offshore), certains matériaux de travaux géophysiques, le matériel de valorisation du pétrole lourd et certains biens corporels acquis relativement à la recherche et à la mise en valeur du pétrole et du gaz qui ne sont pas inclus à titre de frais d'exploration au Canada ou à titre de frais d'aménagement au Canada (voir ci-dessous) (Annex II, RIR). *(Class 10)*

Catégorie 28--comprend les biens utilisés pour tirer un revenu de nouvelles mines ou de grands agrandissements de mines ou pour faire produire un revenu par ces mines (y compris les gisements de sables pétrolifères) (Annexe II, RIR). *(Ciass 28)*

Catégorie 29--comprend les biens fabriqués ou acquis par le contribuable et utilisés directement ou indirectement par lui surtout pour la fabrication ou la transformation de marchandises en vue de la vente ou de la location (Annexe II, RIR). *(Class 29)*

Épuisement:

Déduction pour épuisement gagné--montant qu'il est permis de déduire du revenu, jusqu'à concurrence du moins élevé des montants suivants: soit 25% des bénéfices admissibles aux fins de l'épuisement gagné, soit la base de la déduction pour épuisement. Les propositions contenues dans la réforme fiscale éliminent en deux étapes, d'ici le 31 décembre 1989, ce qu'il reste de la déduction pour épuisement gagné. (art. 1201, RIR). *(Earned Depletion Allowance)*

Base de la déduction pour épuisement gagné--montant, net des déductions pour épuisement gagné déclarées les années précedentes, égal à 33 1/3% des dépenses prescrites admissibles. Ces dépenses prescrites admissibles comprennent les frais engagés à l'égard de projets intégrés de sables pétrolifères, de projets de récupération assistée et d'installations de valorisation du pétrole lourd. Pour 1984, les montants ajoutés à la base de la déduction pour épuisement gagné comprennent aussi 10 % des frais d'exploration au Canada engagés dans les Terres du Canada (art. 1205, RIR). *(Earned Depletion Base)*

Déduction à l'égard d'épuisement pour exploration minière--montant qu'il est permis de déduire du revenu et n'excédant pas le moindre des montants suivants: soit 25% du revenu provenant de n'importe quelle source, soit la base d'exploration minière pour épuisement

(projet de modification au RIR, art. 1203(2). *(Mining Exploration Depletion Allowance)*

Base d'exploration minière pour épuisement--montant, net des déductions réclamées à l'égard d'épuisement pour exploration minière pour les années antérieures, égal à 33 1/3% des frais d'exploration au Canada engagés après le 19 avril 1983 (projet de modification au RIR, art. 1203(2)). *(Mining Exploration Depletion Base)*

Frais d'exploration, d'aménagement et d'acquisition de biens:

Frais d'aménagement au Canada (FAC)--toutes dépenses, sauf les frais d'exploration au Canada (voir ci-après), engagées pour le forage ou l'achèvement d'un puits de pétrole ou de gaz avant le début de la production du puits en quantités commerciales, ou pour le forage ou la conversion d'un puits en vue d'évacuer des liquides résiduels ou en vue d'injecter des matériaux pour faciliter la récupération du pétrole ou du gaz d'un autre puits. Ces frais comprennent aussi les dépenses engagées pour le forage ou la remise en production d'un puits après le début de la production en quantités commerciales, les dépenses engagées avant le 17 novembre 1978 aux fins d'amener au stade de la production une ressource minérale, et les frais d'acquisition d'une ressource minérale au Canada autres que des sommes versées pour préserver les droits du contribuable relativement à un bien minier (alinéa 66.2(5)a), LIR). *(Canadian Development Expense)*

Frais cumulatifs d'aménagement au Canada (FCAC)--"réserve" égale au total de tous les FAC engagés auparavant, moins certaines sommes prescrites. Ces sommes prescrites comprennent les montants des FCAC déduits pour les années antérieures lors du calcul du revenu aux fins de l'impôt et le total des aides ou des avantages pertinents reçus des gouvernements fédéral ou provinciaux (p. ex. subventions à la mise en valeur accordées par le PESP) (alinéa 66.2(5)b), LIR). *(Cumulative Canadian Development Expense)*

Déduction pour frais d'aménagement cumulatifs engagés au Canada--déduction disponible à l'égard des FCAC qui permet à tous les contribuables de déduire un montant non supérieur à 30% du solde de leur réserve de FCAC lors du calcul de leur revenu aux fins d'impôts (paragraphe 66.2(2), LIR). *(Deduction for Cumulative Canadian Development Expense)*

Frais d'exploration au Canada (FEC)--toute dépense engagée pour déterminer l'existence, la localisation, l'étendue ou la qualité d'un gisement de pétrole ou de gaz naturel ou d'une ressource minérale au Canada. Les FEC comprennent les frais de travaux géologiques, géophysiques et géochimiques ainsi que tous les frais engagés relativement au premier puits susceptible d'être exploité commercialement à partir d'un gisement d'hydrocarbures inconnu jusque-là. À partir du 1er avril 1987 plusieurs modifications ont été apportées, permettant aux sociétés un délai de six mois suivant la fin d'une année fiscale pour décider si un puits a résulté en une découverte ou doit être abandonné; aussi, pour que la production soit considérée en "quantité commerciale" il faut qu'elle dépasse le niveau nécessaire pour tester le puits ou pour d'autres usages stipulés. Des dispositions spéciales s'appliquent aux puits obturés ou fermés et hors production, découlant d'une accumulation dont on connaît l'existence, de même que pour les puits reclassés en vertu des FAC. Les puits dont le coût dépasse 5 millions de dollars et qui ne commencent pas à produire avant deux années à partir de la fin du forage, sont considérés comme puits d'exploration dès le début. Les dépenses supportées après le 16 novembre 1978 pour mener au stage de production une ressource minérale sont aussi incluses (alinéa 66.1(6)a), LIR). *(Canadian Exploration Expense)*

Frais cumulatifs d'exploration au Canada (FCEC)--"réserve" égale au total de tous les FEC supportés jusque-là, moins certaines sommes prescrites. Ces sommes prescrites comprennent les montants des FCEC déjà déduits lors du calcul du revenu aux fins de l'impôt et le total de l'aide ou des avantages pertinents accordés par les gouvernements fédéral et provinciaux (p. ex. subventions pour l'exploration du PESP) (alinéa 66.1(6)b), LIR). *(Cumulative Canadian Exploration Expense)*

Déduction pour frais cumulatifs d'exploration au Canada--une "corporation exploitant une entreprise principale" (voir alinéa 66(15)h) de la LIR) doit déduire le solde de ses FCEC lors du calcul du revenu aux fins de l'impôt dans

la mesure où elle a un revenu. Elle ne peut cependant pas créer une perte autre qu'une perte en capital (voir ci-après) par le moyen de sa demande de déduction pour FCEC (paragraphe 66.1(2) de la LIR). Une corporation autre qu'une corporation exploitant une entreprise principale et tous les autres contribuables peuvent déduire 100% du solde de leur réserve de FCEC lors du calcul du revenu aux fins de l'impôt et peuvent s'en servir pour créer une perte autre qu'une perte en capital (paragraphe 66.1(3), LIR). *(Deduction for Cumulative Canadian Exploration Expense)*

Frais à l'égard de biens canadiens relatifs au pétrole et au gaz (FBCPG)--frais engagés pour l'acquisition d'un droit, d'un permis ou d'un privilège relatif à l'exploration, au forage ou à l'extraction de pétrole, de gaz naturel ou d'hydrocarbures assimilés au Canada, pour l'acquisition d'un puits de pétrole ou de gaz au Canada, ou tout loyer ou redevance calculé en fonction du montant ou de la valeur de la production d'un puits de pétrole ou de gaz au Canada, autre qu'un paiement fait pour conserver les droits du contribuable relativement à l'avoir minier (alinéa 66.4(5)a), LIR). *(Canadian Oil and Gas Property Expense)*

Frais cumulatifs à l'égard de biens canadiens relatifs au pétrole et au gaz (FCBCPG)--"réserve" constituée du total de tous les FBCPG déjà engagés, moins certains montants prescrits. Ces montants prescrits comprennent les montants des FCBCPG déduits pour les années antérieures lors du calcul du revenu aux fins de l'impôt et le total de l'aide ou des avantages pertinents accordés par les gouvernements fédéral et provinciaux (alinéa 66.4(5)b), LIR). *(Cumulative Canadian Oil and Gas Property Expense)*

Déduction pour frais cumulatifs à l'égard de biens canadiens relatifs au pétrole et au gaz--déduction relative aux FCBCPG dont tous les contribuables peuvent se prévaloir pour déduire un montant jusqu'à concurrence de 10% du solde de leur réserve de FCBCPG lors du calcul du revenu aux fins de l'impôt (paragraphe 66.4(2), LIR). *(Deduction for Cumulative Canadian Oil and Gas Property Expense)*

Compte compensatoire cumulatif (CCC)--une déduction qui permet aux sociétés d'utiliser certaines dépenses reliées aux frais d'exploration et d'aménagement encourues après le 31 mars, 1985 et qui ne sont pas utilisées pour le calcul de l'impôt fédéral sur le revenu des corporations. Cette déduction permet alors à la société de réduire son fardeau de TRPG durant la période de l'élimination progressive de cette taxe. Une société est autorisée à réclamer un crédit d'impôt égal au montant le moins élevé de la TRPG à payer ou 30 % du montant par lequel les dépenses transférées au compte compensatoire cumulatif pendant l'année courante dépasse le solde de l'année précédente. *(Cumulative Offset Account)*

Frais d'exploration et d'aménagement étrangers (FEAE)--déduction à l'égard de frais d'exploration, d'aménagement et d'acquisition de biens, y compris les paiements faits pour conserver les droits relatifs à des avoirs miniers à l'étranger, engagés par une société dans un pays autre que le Canada. Dans le cas où la société a des revenus tirés de la production ou des revenus afférents à des redevances à l'étranger dépassant 10% des FEAE de la société, la déduction doit être égale à 10% des FEAE. Les FEAE reportés sur une année subséquente sont réduits par le montant éligible pour déduction dans une année précédente, qu'ils aient été réclamés ou non (paragraphe 66(4), LIR). *(Foreign Exploration and Development Expense)*

Gains et pertes:

Gain en capital imposable--la moitié du gain découlant de la disposition d'un actif immobilisé. Le montant du gain est calculé selon la différence entre le produit de la disposition et le prix de base rajusté du bien. La partie des gains de capital à inclure dans le revenu passera à 66 2/3% en 1988 et à 75% en 1990. Ces taux entreront en vigueur le 30 juin 1988 et le 1er janvier 1990 respectivement. Le taux de 66 2/3% entrera en vigueur sur les GCI le 1er janvier 1988 (alinéas 38a) et 40(1)a), LIR). *(Taxable Capital Gain)*

Perte autre qu'une perte en capital--montant total de toutes les pertes subies par le contribuable pour l'année à titre de perte d'entreprise (perte commerciale) ou de perte relativement à des biens, y compris les pertes déductibles au titre d'un placement d'entreprise. Dans la mesure où une perte autre qu'une perte en capital n'est pas déductible pour l'année d'imposition, elle peut se reporter à d'autres années. On peut reporter des déductions sur trois années antérieures et sur sept années subséquentes d'imposition (alinéa 111(8)b), LIR). *(Non Capital Loss)*

Perte déductible au titre d'un placement d'entreprise--la moitié de la perte subie par suite de la disposition d'un bien qui est une action du capital-actions d'une corporation privée dont le contrôle est canadien, une créance qui lui est due par une corporation privée dont le contrôle est canadien, des actions d'une corporation ayant fait faillite au cours de l'année antérieure, ou une créance due au contribuable que celui-ci a déterminé être une créance irrécouvrable au courant de l'année (alinéas 38 c) et 39 (1)c), LIR). *(Allowable Business Investment Loss)*

Perte en capital déductible-- la moitié de la perte subie par suite de la disposition d'un actif immobilisé dans les cas où au moment de la disposition, le total du prix de base ajusté du bien dépasse le produit de la disposition du bien (aliénas 38 b) et 40(1)b), LIR). *(Allowable Capital Loss)*

Perte en capital nette--montant de toutes les pertes en capital déductibles subies au cours de l'année ou des années antérieures qui n'ont pas encore donné lieu à une déduction lors du calcul du revenu aux fins de l'impôt (alinéa 111(8)a), LIR). *(Net Capital Loss)*

Perte finale-- perte constatée à la fin de l'année d'imposition lorsqu'il reste un solde non réclamé dans une catégorie de déduction pour amortissement et que le contribuable ne possède plus aucun bien appartenant à cette catégorie (paragraphe 20(16), LIR). *(Terminal Loss)*

Perte ou gains relatifs aux monnaies étrangères-- pertes ou gains découlant des fluctuations des devises se répercutant sur l'actif ou le passif détenues par la société en devises étrangères pendant toute l'année et calculés par rapport aux devises canadiennes. Ces gains ou pertes peuvent se traiter à titre de gains ou de pertes en capital ou de gains ou pertes de revenu (Bulletin d'interprétation 95R). *(Foreign Exchange Gains/Losses)*

Crédits d'impôt:

Crédit d'impôt à l'exploration (CIE)--Les dépenses canadiennes d'exploration pour les puits s'élevant à plus de 5 millions de dollars font l'objet d'un remboursement du CIE à un taux de 25 % de ces dépenses, les frais généraux, les frais financiers, d'autres dépenses ne s'appliquant pas spécifiquement aux puits et les dépenses qui suscitent des mesures incitatives du programme d'encouragement de l'Alberta ne sont pas admissibles au CIE. Le CIE réclamé diminue le montant des dépenses canadiennes d'exploration qui serait déductible en l'absence de ce crédit. Pour les années d'imposition antérieures à 1988, les contribuables peuvent réclamer un remboursement de 40% du crédit non utilisé au cours de l'année. Seules les dépenses encourues entre le 31 mars 1985 et le 31 décembre 1990 sont admissibles au CIE. *(Exploration Tax Credit)*

Crédit d'impôt à l'investissement--selon la nature du capital-actions et des biens amortissables acquis au cours de l'année et le lieu au Canada où ces biens sont utilisés, des crédits d'impôt dans la gamme de 7 à 50% du coût en capital sont offerts. Les crédits d'impôt à l'investissement déduits pour l'année réduisent le montant de la déduction pour amortissement à l'égard du bien (voir la page 84). Les crédits gagnés avant le 20 avril 1983 étaient limités à une déduction annuelle maximale de 15 000 $ applicable à l'impôt exigible, plus la moitié du montant dont le crédit d'impôt à l'investissement dépasse la somme de 15 000 $. Les crédits gagnés après le 19 avril 1983 peuvent se déduire sans limite contre l'impôt exigible ou peuvent donner lieu à un remboursement partiel lorsque le contribuable n'a pas d'impôt à payer. Dans le cadre de son budget de 1986, le gouvernment fédéral annonçait l'abolition graduelle, sur deux ans, à compter de janvier 1987, du CII général de 7 et 10 % offert dans les régions autres que celle des provinces de l'Atlantique. Le CII actuel de 20 %, offert dans les provinces de l'Atlantique, demeurera en vigueur et s'appliquera maintenant à la zone offshore de cette région. Pour les années d'imposition suivant 1987, les déductions CII entrant dans le calcul des impôts exigibles sont assujetties à une "limite annuelle au crédit d'impôt à l'investissement". Les taux de crédit pour la recherche et le développement restent les mêmes, soit de 20 et 30 % (alinéa 127, LIR) (art. 127, LIR). *(Investment Tax Credit)*

Crédit d'impôt pour la recherche scientifique et le développement expérimental (CIRSDE)--les sociétés peuvent déduire des impôts sur le revenu, autrement exigibles, un montant ne dépassant pas 50% de leurs dépenses engagées par l'entre-mise d'achat de titres (avoir propre ou de dette) émis par une société active dans la recherche scientifique conformément à

des contrats financiers concernant la recherche scientifique. La société réclamant des CIRSDE doit être l'acheteur initial de ces titres. Le contribuable peut déduire de l'impôt autrement exigible en vertu de la partie I, un montant qui n'excédera pas le total du crédit gagné cette année-là plus le crédit inutilisé de l'année qui suit immédiatement cette année-là (voir articles 127.3 et 194 de la LIR). (Voir également Crédit d'impôt à l'investissement). *(Scientific Research and Experimental Development Tax Credit).*

Déduction pour impôt étranger--déduction applicable aux impôts exigibles par le Canada et qui est égale au moindre des montants suivants: soit l'impôt sur le revenu d'une entreprise payé à un gouvernement étranger à l'égard d'une activité que la société exploite dans le pays en question, soit le montant des impôts canadiens normalement exigibles à l'égard de l'activité en question. Certaines dispositions relatives au report d'impôt (voir ci-après) s'appliquent dans les cas où la société ne peut pas utiliser le montant total des impôts étrangers payés pour l'année à titre de déduction pour impôt étranger. (paragraphe 126(2), LIR). *(Foreign Tax Credit)*

Report d'impôt étranger--les impôts sur le revenu d'une entreprise payés dans un pays étranger, qui ne donnent pas lieu dans leur totalité à des dégrèvements d'impôt sur le revenu au Canada pour l'année d'imposition, peuvent être reportés sur les cinq prochaines années. Il n'existe pas de report sur les années antérieures dans ce cas. Un report d'impôt étranger peut s'appliquer aux impôts canadiens sur le revenu pendant les cinq années subséquentes, seulement dans la mesure où le contribuable a un revenu tiré d'une entreprise qu'il exploite dans le pays en question (alinéa 126(7)b), LIR). *(Foreign Tax Carryovers)*

Autres déductions d'impôt:

Abattement d'impôt fédéral--déduction applicable à l'impôt exigible de la corporation, égal à 10% du revenu imposable de celle-ci gagné dans une province ou un territoire. La déduction reconnaît le fait que les gouvernements provinciaux prélèvent un impôt sur le revenu (paragraphe 124(1), LIR). *(Federal Tax Abatement)*

Dépenses de frais généraux d'exploration et de mise en valeur au Canada (FGEMVC)--frais généraux et administratifs indirectement reliés aux activités d'exploration et qui sont ajoutés aux dépenses de FEC et FAC déduits des bénéfices relatifs à des ressources utilisées afin de déterminer les déductions à l'égard des ressources. *(Canadian Exploration and Development Overhead Expenses)*

Dividendes canadiens--dividendes imposables d'une corporation canadienne imposable ou d'une corporation résidant au Canada dont le contribuable a le contrôle. Il est permis de déduire du revenu un montant égal au dividende (paragraphe 112(1), LIR). *(Canadian Dividends)*

Dividendes étrangers non imposables--dividendes payés à même le revenu d'une entreprise par des corporations qui sont des corporations étrangères affiliées au contribuable (alinéa 95(1)d), LIR). Ces dividendes sont inscrits nets des impôts de retenue étrangers. Le paragraphe 113(1) de la LIR décrit les règles qui régissent les déductions relatives aux dividendes reçus de corporations étrangères affiliées. *(Non Taxable Foreign Dividends)*

Déduction pour bénéfices de fabrication et de transformation--déduction applicable à l'impôt exigible normalement sur le revenu tiré de la fabrication ou de la transformation au Canada dans une proportion de 6% en ce qui concerne le revenu ne donnant pas droit à la déduction accordée aux petites entreprises et dans une proportion de 5% en ce qui concerne le revenu donnant droit à la déduction accordée aux petites entreprises (article 125.1, LIR). *(Manufacturing and Processing Profits Deduction)*

Déduction à l'égard des ressources--déduction applicable au revenu pour un montant égal à 25% des bénéfices tirés des ressources par le contribuable. La déduction remplace toute déduction pour redevances versées à la Couronne (art. 1210, RIR). *(Resource Allowance)*

Annexe D
Mandat de l'ASSP

Mandat de l'Agence de surveillance du secteur pétrolier

L'Agence de surveillance du secteur pétrolier (ASSP) a été créée à l'origine, en 1980, en vertu de la Loi sur les enquêtes et tient maintenant ses pouvoirs de la Loi sur la surveillance du secteur énergétique[1], depuis le mois de février 1983. Les objectifs de l'Agence sont de donner au gouvernement fédéral et aux Canadiens en général des renseignements complets et objectifs sur le rendement financier de l'industrie pétrolière au Canada ainsi que d'en faire l'analyse

"(a) afin de permettre au Gouvernement du Canada d'élaborer et de planifier plus efficacement ses politiques de gestion des ressources et des richesses énergétiques canadiennes, et

(b) afin de donner au Gouvernement du Canada et aux Canadiens en général l'assurance que ces politiques sont observées et efficaces."[2]

Pour ce faire, l'Agence publie des examens semestriels et annuels fondés sur les renseignements qu'elle reçoit directement de sociétés pétrolières et gazières qui font affaire au Canada, à l'exception des plus petites.

Dans l'idée de préserver l'impartialité de ses rapports et sa crédibilité auprès des usagers de ses services, l'ASSP a été créée comme une agence séparée, dont le président fait des rapports directement au ministre de l'Énergie, Mines et Ressources.

À l'alinéa 5(1), la Loi stipule qu'une entreprise énergétique doit, deux fois par an, déposer des états exposant les données et renseignements concernant

(a) le droit de propriété exclusif ou le contrôle qu'exerce sur elle toute personne physique ou morale,
(b) la provenance et l'affectation de ses fonds,
(c) ses activités de prospection, de mise en valeur, de production, de traitement, de raffinage et de commercialisation,
(d) les coûts et revenus,
(e) les déductions, crédits et allocations dont elle bénéficie en vertu de la Loi de l'impôt sur le revenu,
(f) la répartition et l'affectation de ses revenus et bénéfices,
(g) ses ressources, réserves et autres biens,
(h) les autres entreprises dont elle est le propriétaire ou dans lesquelles elle a une participation,
(i) ses programmes de recherche et de développement, et
(j) toutes autres activités reliées à la production du pétrole et du gaz naturel, du raffinage et de la commercialisation, ainsi que les fonds dérivés de telles activités.

Les entreprises énergétiques sont définies comme étant des particuliers, des sociétés, des sociétés de personnes, des fiducies ou des organismes qui se consacrent à la recherche, à la mise en valeur, au raffinage et à la commercialisation de produits pétroliers et gaziers et dont les revenus annuels bruts consolidés ou la valeur des éléments d'actifs dépassent 10 millions de dollars. Les règlements d'application de la Loi prescrivent que les revenus bruts et la valeur des éléments d'actifs sont déterminés conformément aux normes de comptabilité énoncées dans le Manuel de l'Institut canadien des comptables agréés. Actuellement, seules les sociétés sont surveillées par l'Agence. Chaque société énergétique est tenue de signaler, de façon consolidée, les activités des sociétés qu'elle contrôle ou qu'elle détient.

Sources de données et de renseignements

Les données publiées dans l'Examen de l'activité de l'industrie canadienne du pétrole sont des données cumulatives tirées surtout des annexes qui servent aux examens et qui sont prescrites par règlement[3]. Étant donné qu'une partie du rôle de cueillette de renseignements de l'Agence est également assurée par Statistique Canada, l'ASSP et Statistique Canada ont négocié un certain nombre d'ententes de partage de données, en vertu de l'article 11 de la Loi sur la statistique. Ces ententes réduisent le fardeau que représente pour l'industrie l'ensemble des renseignements exigés par l'Agence. Ces renseignements sont aussi communiqués par l'ASSP à Statistique Canada. Les ententes actuelles de partage de données portent sur

- la propriété et le contrôle des entreprises énergétiques
- la structure du capital
- les mouvements internationaux de trésorerie

(1) S.C. 1980-81-82-83, c. 112.
(2) P.C. 1980-2137.
(3) Les annexes actuellement prescrites sont données dans le règlement DORS/88-287.

- les dépenses de recherche et de développement
- l'exploration, la mise en valeur et les prévisions de dépenses en capital
- les statistiques financières trimestrielles des sociétés
- les dépenses en capital et les coûts d'exploitation.

Les cinq premières catégories ont trait aux renseignements transmis à l'ASSP; les derniers comprennent des renseignements que doit transmettre l'ASSP à Statistique Canada sur des sujets tels que les dépenses d'exploration, de mise en valeur et de production, et les redevances.

Portée des données

Les revenus bruts de l'industrie, tels qu'évalués par l'ASSP à partir des déclarations de 127 entreprises, représentent environ 92% du total des revenus du secteur amont de l'industrie déterminé par Statistique Canada. L'écart de 8% s'explique par le fait que les entreprises dont les revenus ou l'actif sont inférieurs à des seuils fixés n'ont pas à présenter de déclaration à l'ASSP. Comme les données recueillies par l'ASSP portent sur un pourcentage élevé des revenus de l'industrie et sur toutes les entreprises, sauf les très petites, il est possible d'en tirer des conclusions qui s'appliquent à l'ensemble de l'industrie. La partie des données sur les autres indicateurs de rendement est donnée ci-dessous.

Comparaison des données de l'ASSP et des données cumulatives de l'industrie pour 1987

Pourcentage de couverture des données cumulatives de l'industrie

Revenus tirés de la production amont	92
Dépenses en capital en amont au Canada	90
Volumes de production	
Pétrole brut et liquides	92
Gaz naturel commercialisable	90
Volume de vente des produits raffinés	98

Comparaison de résultats de l'examen de l'ASSP et de Statistique Canada

Le rendement financier de l'industrie pétrolière est périodiquement comparé à celui d'autres secteurs de l'économie, à l'aide de données globales obtenues de Statistique Canada. Les données sur les bénéfices nets et les taux de rendement donnés aux chapitres 1 et 2 du présent rapport diffèrent légèrement des résultats donnés au chapitre 3 et à l'annexe A14, parce que ces résultats sont établis d'après des données de Statistique Canada.

Les données sur l'industrie pétrolière établies par Statistique Canada portent sur un nombre d'entreprises supérieur à celui de l'examen de l'ASSP, mais ne tiennent pas compte des entreprises du gouvernement, de même que des activités des sociétés pétrolières canadiennes à l'étranger. L'examen de l'ASSP couvre les activités globales des sociétés pétrolières au Canada, y compris les sociétés d'État, dans la mesure où ces sociétés répondent aux critères minima relatifs à l'actif et aux recettes. En outre, Statistique Canada peut rectifier les données déclarées par une entreprise; l'ASSP, quant à elle, déclare les activités de l'industrie comme elles sont présentées. Par exemple, en 1983, l'amortissement d'actifs d'un milliard de dollars par une entreprise contrôlée par des Canadiens a été inscrit aux "postes extraordinaires" par Statistique Canada, tandis que l'Agence a accepté de considérer cette activité comme un poste "ordinaire", comme l'a déclaré l'entreprise.

En ce qui a trait au rendement, les deux organismes établissent le rendement du capital utilisé en rajoutant aux bénéfices nets la portion après impôt de l'intérêt sur la dette à long terme. Bien que l'ASSP effectue ce calcul pour chaque compagnie, à l'aide du barème fiscal réglementaire applicable à la portion de frais d'intérêt susceptible d'accroître les bénéfices nets, le calcul des résultats globaux de l'industrie effectué par Statistique Canada est fondé sur le barème fiscal effectif, c'est-à-dire sur les impôts courants exprimés en pourcentage des bénéfices nets avant impôts.

Détermination de la participation et du contrôle

L'Agence publie chaque année des données sur le taux de participation et de contrôle canadiens de l'industrie du pétrole et du gaz au Canada. La méthodologie et les sources de données sur lesquelles se fondent les analyses sont résumées ci-dessous.

L'Agence a adopté une définition du contrôle qui se fonde sur la possibilité qu'ont des actionnaires canadiens ou étrangers d'exercer un contrôle éventuel sur l'ensemble des activités d'une entreprise. Le contrôle est un droit contractuel conféré à une personne ou à un groupe de personnes qui l'autorise, dans la limite des statuts applicables, à diriger, présentement ou à l'avenir, les affaires ou la gestion d'une société, sur une base quotidienne ou autres, généralement par l'intermédiaire d'une majorité de directeurs désignés auprès du conseil d'administration. Il ne faut pas confondre la notion de contrôle avec celle de responsabilité de la gestion de l'entreprise. Le concept du contrôle est né du besoin de reconnaître la séparation, dans les sociétés modernes, entre les gestionnaires et les actionnaires. Ces derniers exercent leur contrôle sur les gestionnaires par le biais du conseil d'administration et des réunions d'actionnaires.

Par exemple, le contrôle exercé lors de la nomination et de l'élection de la majorité des directeurs est une forme de contrôle actif. Le contrôle persiste tout autant lorsque l'actionnaire qui détient toujours le droit d'intervenir choisit de ne pas l'exercer, quelle qu'en soit la raison. Cette décision de ne pas exercer activement un contrôle fait appel à la notion de contrôle potentiel. Pour les fins de l'ASSP, les deux types de contrôle, actif et potentiel, sont équivalents. Tous deux représentent des formes de contrôle. La Loi sur les sociétés commerciales au Canada inclut le contrôle potentiel dans sa définition du contrôle car elle prend en considération le nombre suffisant d'actions avec droit de vote qui, si celui-ci est exercé, permet d'élire une majorité de directeurs auprès du conseil d'administration.

Alors que le contrôle se fonde généralement sur la détention de 50 % ou plus des actions avec droit de vote, il est possible d'exercer un contrôle avec un bloc d'actions plus restreint. Une personne qui possède au moins 51 % des actions avec droit de vote peut exercer ce que l'on appelle un contrôle "de jure". Celle qui détient moins de 50 % des actions avec droit de vote mais qui peut modifier la composition du conseil d'administration et(ou) de la gestion, peut exercer un contrôle dit "de fait". Statistique Canada attribue le contrôle de fait d'une société publique, selon les termes de la Loi sur les déclarations des corporations et des syndicats ouvriers, à une personne qui détient au moins 20 % des actions en circulation avec droit de vote quand, parmi les autres actionnaires, il n'y en a pas deux qui détiennent autant que 20 % des actions.(1) La méthode de l'ASSP pour déterminer le contrôle dans ces cas est conforme à celle de Statistique Canada. Le contrôle "de fait" peut aussi être conféré à une personne ou un groupe de personnes qui, dans le cas des autres mécanismes cités ci-dessous, possède moins de 51 % des actions avec droit de vote émises par une société publique ou privée :

(a) *Blocs d'actions avec droit de vote* – Deux actionnaires ou plus dont les actifs totalisent plus de 50 % des actions totales et qui agissent généralement d'un commun accord.

(b) *Convention entre actionnaires* – Entente qui lie certains ou tous les actionnaires et qui leur permet de voter ou d'agir de différente manière selon les circonstances, notamment en ce qui concerne la nomination des directeurs.

(c) *Options* – Un actionnaire minoritaire jouit du droit d'acquérir en tout temps des actions additionnelles avec droit de vote afin d'augmenter sa participation à 51 % ou plus des actions en circulation avec droit de vote.

(d) *Relations personnelles* – Lorsque deux actionnaires ont des liens familiaux, maritaux ou adoptifs, il peuvent être considérés comme formant un seul groupe votant.

(e) *Directions partagées* – Quand une société A détient au moins un pourcentage minimum d'actions avec droit de vote dans une société B, si elle constitue l'actionnaire minoritaire le plus important de la sociétés B et si, en outre, les deux sociétés partagent un grand nombre de directeurs, alors la société A est considérée comme exerçant un contrôle sur la société B.

Pour déterminer le contrôle à l'échelle de l'industrie, 100 % de l'étalon de la société sous contrôle est affecté à la catégorie de contrôle pertinente. Par conséquent, et sans égard au pourcentage de propriété des droits de vote détenus par des non-résidents, si la société est effectivement contrôlée par des non-résidents, dès lors, pour fins de statistique, 100 % de ses activités sont affectées au secteur sous contrôle étranger.

Pour fins d'illustration, diverses sociétés intégrées mentionnées dans le présent rapport, qui sont toutes sous contrôle étranger, affichent différentes proportions de propriété canadienne (jusqu'à 30 %); toutefois, 100 % de leurs activités est affecté au secteur sous contrôle étranger, lors du calcul du niveau de contrôle étranger.

Dans le cas de la participation, ce pourcentage de l'étalon utilisé qui représente la participation ultime de l'avoir propre détenu par des étrangers est assigné à la catégorie appartenant à des étrangers, alors que celui des résidents canadiens est assigné à la catégorie appartenant à des canadiens.

Les étalons les plus communément utilisés sont les recettes amont ou l'ensemble des recettes associées aux produits pétroliers (amont plus aval). Le taux de propriété et de contrôle se mesure généralement d'après les recettes brutes, étant donné qu'elles traduisent le mieux le niveau d'activité économique et qu'elles constituent des éléments représentatifs stables des avantages économiques nets au cours d'une période donnée. Par exemple, la déduction des redevances des recettes pétrolières brutes n'aurait peu ou pas d'incidence sur la répartition relative des recettes entre les propriétaires canadiens et étrangers.

D'autres moyens de mesure existent, comme celles de l'actif ou du capital utilisé, mais ces mécanismes affichent certaines carences étant donné qu'ils reposent sur les valeurs au livre d'origine plutôt que sur la valeur commerciale courante, et qu'ils doivent être assujettis aux différentes techniques comptables utilisées dans l'industrie pétrolière, comme la méthode de la capitalisation du coût entier ou la méthode de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse.

L'Agence a accès aux données sur la propriété et le contrôle recueillies en vertu de la Loi sur les déclarations des corporations et des syndicats ouvriers auprès des entreprises tenues de faire rapport en vertu de la Loi sur la surveillance du secteur énergétique. La Loi sur les déclarations des corporations et des syndicats ouvriers exige de l'ensemble des propriétaires de tranches d'actions équivalant ou supérieures à 5 % de l'ensemble des actions assorties de droits de vote qu'ils fournissent des renseignements détaillés sur le taux de propriété. Si une société visée omet de présenter une déclaration en temps opportun aux termes de cette Loi, l'Agence est autorisée, en vertu du règlement DORS/85-328 qui modifie le règlement de la Loi sur la surveillance du secteur énergétique, à obtenir directement les données sur la propriété et le contrôle.

Récemment, l'Agence a pris des mesures pour examiner la nationalité et la participation des propriétaires d'entreprises présumés canadiens à cause du lieu de résidence de la personne en question, indépendamment de celle du propriétaire bénéficiaire. L'ASSP a demandé aux entreprises énergétiques de lui permettre l'accès aux dossiers déposés au Canada et aux États-Unis. Dans plusieurs cas, ces renseignements ont permis de découvrir que le nombre de propriétaires canadiens était considérablement inférieur à ce qu'indiquent les reseignments contenus dans la LDCSO. Les prochains examens de l'activité de l'industrie canadienne du pétrole contiendront les résultats de cette enquête.

(1) *Ownership, Control, and Country of Control of Corporations*, Statistique Canada, 4 juin 1987, p. 8.

Comparaison des résultats entre certaines périodes

L'enquête sur l'industrie pétrolière canadienne permet de comparer les résultats de la période courante aux résultats de périodes précédentes, jugées comparables. Ces comparaisons sont tributaires des modifications apportées à la liste des sociétés faisant partie du groupe "industrie", selon le groupe d'analyse dont elles font partie, soit les sociétés intégrées et le raffinage, et les producteurs de pétrole et de gaz, et selon l'état de contrôle des entreprises visées. Pour permettre d'établir des comparaisons valables entre différentes périodes, l'Agence établit de façon uniforme l'affiliation et le contrôle du groupe industriel, d'après les renseignements déclarés pour la période courante, et intègre les données d'affiliation et de contrôle aux résultats des périodes précédentes.

La liste des entreprises, c'est-à-dire les sociétés dont l'actif ou le chiffre de vente est supérieur à 10 millions de dollars, est mise-à-jour au cours de chaque période. Les nouvelles entreprises admissibles ne sont inscrites à l'ensemble et au groupe respectif que lorsque les résultats de deux périodes comparables sont disponibles. À l'occasion, des entreprises sont radiées du groupe industriel au cours de la période courante, soit par suite d'une acquisition ou de l'abandon des activités. Les résultats de la période précédente, tant dans le cas de l'industrie que du groupe mentionné dans le rapport de la période courante, doivent permettre de constater la suppression du nom d'une entreprise: ainsi, l'entreprise n'est pas comprise dans les résultats globaux de la période courante et précédente. Lorsque la suppression du nom d'une entreprise résulte d'une acquisition par une autre entreprise tenue de faire rapport, les résultats de l'entreprise acquise pour la période précédente sont ajoutés aux résultats de l'entreprise qui en fait l'acquisition, que l'entreprise acquise fasse ou non partie du même groupe d'analyse que l'entreprise qui en fait l'acquisition.

L'acquisition de sociétés ou l'abandon d'activités au cours de la période courante peut permettre à une entreprise d'être intégrée à un groupe analytique autre que celui auquel elle avait été affectée dans le cadre de l'examen de la période précédente. Par exemple, lorsqu'un membre d'un groupe intégré s'est départi de ses activités en aval au cours de la période courante, il peut être inclus dans le groupe des grands ou des petits producteurs, selon le cas, pour la période courante, et ses résultats à ceux de l'ensemble du groupe pour la période antérieure correspondante. Il importe de noter que l'ensemble de l'actif et des recettes de l'entreprise qui se départit de ses activités pour la période précédente, sans égard à l'élément d'activité, sont transférés au groupe d'analyse pour la période courante, en vue d'établir les résultats globaux du groupe d'analyse pour la période précédente.

Des rajustements du même ordre sont effectués dans le cas des résultats globaux du groupe d'analyse et de l'industrie dans les cas où la propriété d'une entreprise passe en des mains canadiennes ou étrangères; la nationalité des propriétaires pour la période courante détermine celle qui vaut pour la période précédente, pour fins de comparaison. Toutefois, dans la partie de l'examen qui traite de la propriété et du contrôle, l'analyse tient compte des changements au contrôle de la société visée, lorsqu'ils se produisent.

Annexe E
Entreprises énergétiques déclarantes

AGIP Canada Ltd.
Alberta Energy Company Ltd.
Alberta Oil Sands Equity
Altana Exploration Company
Amerada Minerals Corporation of Canada Ltd.
American Eagle Petroleums Ltd.
American Trading and Production Corporation
Anadarko Petroleum Of Canada Ltd.
Anderson Exploration Ltd.
Asamera Inc.
AT&S Exploration Ltd.
ATCOR Ltd.
Barnwell Of Canada, Limited
Bow Valley Industries Limited
Bowtex Energy Corporation
BP Canada Inc.
Bralorne Resources Limited
Canada Northwest Energy Limited
Canadian Hunter Exploration Ltd.
Canadian-Montana Gas Company Limited
Canadian Occidental Petroleum Ltd.
Canadian Roxy Petroleum Ltd.
CANPEX Co. Ltd.
Carlyle Energy Ltd.
Chauvco Resources Ltd.
* Chevron Canada Limited
Chevron Canada Resources Limited
Chevron Standard Limited
Chieftain Development Co. Ltd.
CN Exploration Inc.
Columbia Gas Development Of Canada Ltd.
Compagnie Générale Électrique du Canada
Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée.
* Compagnie Pétrolière Impériale Limitée
Conoco Canada Ltd.
Conwest Exploration Company Limited
Cooperative Energy Development Corporation
Coseka Resources Limited
Czar Resources Ltd.
DCP Canada Inc.
DeKalb Petroleum Corporation
Denison Mines Limited
Dome Petroleum Limited
Dorset Energy Corporation
Drummond Oil & Gas Ltd.
Dynamar Energy Limited
Dynex Petroleum Ltd.
Encee Group Ltd.
Encor Energy Corporation Ltd.
Enerplus Resources Corporation
Enron Oil Canada Ltd.
Erskine Resources Corporation
Excel Energy Inc.
* Federated Co-operatives Limited
Forest Oil Corporation (Canada Division)
Hamilton Brothers Canadian Gas Company
Harvard International Resources Ltd.
Home Oil Company Ltd.
* Husky Oil Ltd.
ICG Resources Ltd.
Inverness Petroleum Ltd.
* Irving Oil Limited
J.M. Huber Corporation
Kerr-McGee Corporation
Koch Exploration Canada, Ltd.
L'Énergie Canterra Ltée.
LASMO Canada Inc.
LL&E Canada Ltd.
Luscar Limited
Mark Resources Inc.
Maxus Energy Canada Inc.
Mobil Oil Canada, Ltd.
* Mohawk Oil Co. Ltd.
Morgan Hydrocarbons Inc.
Murphy Oil Company Ltd.
Newfoundland Processing Limited
New Grade Energy Inc.
North Canadian Oils Limited
Norwich Resources Canada Ltd.
Novalta Resources Ltd.
Nova Scotia Resources Limited
Numac Oil & Gas Ltd.
Oakwood Petroleums Ltd.
Ocelot Industries Ltd.
Omega Hydrocarbons Ltd.
Page Petroleum Ltd.
Paloma Petroleum Ltd.
Panarctic Oils Ltd.
PanCanadian Petroleum Limited
* Parkland Industries Ltd.
Pecten Canada Ltd.
Pembina Resources Limited
Pennzoil Petroleums Limited
* Petro-Canada Inc.
Petrorep (Canada) Ltd.
* Petrosar Limited
Phillips Petroleum Canada Ltd.
Phillips Petroleum Co. Western Hemisphere
Phillips Petroleum Resources Ltd.
Placer CEGO Petroleum Ltd.
Poco Petroleums Ltd.
Ranchmen's Resources Ltd.
Ranger Oil Limited
Renaissance Energy Ltd.
Ressources Énergétiques Norcen Limitée
Ressources Gulf Canada Limitée
Ressources Westmin Limitée
Roan Resources Limited
Royal Trust Energy Corporation
Saskatchewan Oil & Gas Corporation
Sceptre Resources Limited
* Shell Canada Limitée
SOQUIP
Star Oil & Gas Ltd.
Sulpetro Limited
* Suncor Inc.
TCPL Resources Ltd.
* Texaco Canada Inc.
Tintagel Energy Corporation
Total Petroleum (North America) Ltd.
Trans-Canada Resources Ltd.
Trillium Exploration Corporation
Trilogy Resources Corporation
Triton Canada Resources Ltd.
* Turbo Resources Limited
* Ultramar Canada Inc.
Ultramar Oil and Gas Canada Limited
Union Pacific Resources Ltd.
United Canso Oil & Gas Ltd.
Universal Explorations (83) Limited
Unocal Canada Ltd.
Voyager Energy Inc.
Wainoco Oil Corporation
Webb International Minerals Inc.
Westar Petroleum Ltd.
Westcoast Petroleum Ltd.
Western Decalta Petroleum (1977) Limited

* Désigne les sociétés comprises dans le groupe 'Sociétés intégrées et raffineurs'. Toutes les autres sociétés appartiennent à la catégorie des 'Producteurs de pétrole et de gaz'.